

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин

ТЕХНОЛОГИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Учебно-методическое пособие

Ухта
УГТУ
2019

УДК 622.244.44 (075.8)

ББК 33.131.03 я7

У 51

Уляшева, Н. М.

У 51 Технология буровых растворов [Текст] : учеб.-метод. пособие /
Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, В. В. Дуркин. – Ухта : УГТУ, 2019. –
112 с. : ил.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 21.04.01 Нефтегазовое дело, программа «Технология буровых растворов».

Пособие включает в себя теоретические и практические аспекты (методики выполнения лабораторных работ) по трём профильным дисциплинам. Содержание учебно-методического пособия соответствует рабочим учебным программам дисциплин «Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов», «Технология буровых жидкостей», «Физико-химические методы борьбы с осложнениями».

УДК 622.244.44 (075.8)

ББК 33.131.03 я7

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета.

Рецензенты: В. В. Живаева, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета, доцент, канд. техн. наук; В. В. Трохов, ведущий инженер отдела технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте, канд. техн. наук.

© Ухтинский государственный технический университет, 2019

© Уляшева Н. М., Михеев М. А., Дуркин В. В., 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
1. Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов....	7
1.1 Исследование модификации поверхности глинистых пород и глинопорошков неорганическими электролитами.....	7
1.2 Исследование влияние рН и минерализации на свойства полимерных реагентов.....	12
1.3 Исследование влияния химических реагентов на адгезионные свойства буровых растворов	17
1.4 Исследование химической обработки буровых суспензий на эффективность очистки центрифугированием	23
Библиографический список.....	27
2. Технология буровых жидкостей.....	29
2.1 Отработка рецептуры бурового раствора с использованием методики ВНИ- Инефть – ВНИИГАЗ	29
2.2 Отработка технологии утяжеления буровых растворов	32
2.3 Исследование технологических особенностей регулирования свойств буровых растворов	36
2.4 Исследование взаимосвязи содержания коллоидной фазы и реологических характеристик буровых растворов при вскрытии слаболитифицированных глин	46
Библиографический список.....	52
3. Физико-химические методы борьбы с осложнениями.....	54
3.1 Исследование кинетики набухания глинистых пород	59
3.2 Исследование скорости увлажнения глинистых пород (по методике И. В. Ивениной).....	65
3.3 Исследование влияния химической обработки буровых растворов на смазывающую способность буровых растворов	70
Библиографический список.....	74
Приложение 1. Состав и свойства фильтрата.....	77
Приложение 2. Определение содержания твёрдой фазы и катионообменной ёмкости.....	83
Приложение 3. Тестер предельного давления и смазывающей способности.....	85
Приложение 4. Определение содержания глины и утяжелителя в буровых растворах	91

Приложение 5. Определение плотности твёрдой фазы (утяжелителя, глинопорошка)	92
Приложение 6. Технологические рекомендации по управлению качеством бурового раствора в процессе углубления скважин	93
Приложение 7. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик. ГОСТ 5180-2015	94
Приложение 8. Тестор продольного набухания в динамическом режиме с компактором № 150-80	96

ВВЕДЕНИЕ

Учебно-методическое пособие объединяет в единый комплекс теоретическую и практическую составляющие дисциплин, обеспечивающих профильную подготовку по программе «Технология буровых растворов».

Учебно-методическое пособие состоит из трёх разделов, каждый из которых соответствует дисциплине учебного плана: «Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов», «Технология буровых жидкостей», «Физико-химические методы борьбы с осложнениями». При подготовке учебно-методического пособия использованы разработки НПО «Бурение», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российского университета нефти и газа имени И. М. Губкина, кафедры бурения Ухтинского государственного технического университета, инструктивные и методические материалы, в том числе компаний, занимающихся раствором бизнесом. Все лабораторные работы прошли апробацию на кафедре.

Глава 1 соответствует дисциплине «Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов», где рассматриваются физико-химические процессы в буровых растворах на водной и углеводородной основе: адсорбция, обменные процессы, строение граничных слоёв и поверхностных плёнок. Механизм действия основных химических реагентов. Строение и свойства материалов. Раздел включает описание четырёх лабораторных работ и список литературы, который позволяет углубить знания по дисциплине и помочь в осмыслении результатов лабораторных исследований, в том числе в рамках выполнения выпускной квалификационной работы.

Глава 2 включает вопросы по дисциплине «Технология буровых жидкостей». Раздел посвящён проблемам приготовления, управления и очистки технологических жидкостей, в частности буровых растворов в конкретных геолого-технологических условиях. Рассматриваются проблемы выбора состава бурового раствора, оптимизации управления свойствами в осложнённых условиях бурения и технологии утяжеления буровых жидкостей. Раздел включает четыре лабораторные работы, посвящённые в основном управлению качеством буровых растворов на водной основе, список необходимой литературы.

Глава 3 – дисциплина «Физико-химические методы борьбы с осложнениями». В данной главе даны основные процессы в бурящейся скважине при использовании буровых растворов на водной основе и методика исследования адгезионных процессов, набухания и гидратации глинистых пород. Дано описание трёх лабораторных работ по изучению физико-химических процессов в горной породе при контакте с буровыми растворами и со стенками скважины.

Каждый раздел содержит теоретическое рассмотрение проблем, возникающих при использовании буровых растворов различного состава в сложных горно-геологических условиях, и направление исследований, позволяющих углубить знания по основным вопросам каждого раздела. Все лабораторные работы носят поисковый характер, содержат элементы научных исследований.

Каждая лабораторная работа выполняется единолично. Отчёты по лабораторным работам должны содержать все необходимые для проведения исследований расчёты, таблицы с результатами экспериментальных исследований, графические зависимости, полученные в результате экспериментов, и выводы. Для успешной защиты отчёта студент должен уметь объяснить порядок выполнения работы, дать пояснения по использованному оборудованию и полученным результатам.

1. Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов

Практически все известные буровые растворы можно отнести к дисперсным системам. В связи с этим явления, имеющие место в процессе их приготовления и управления свойствами, зависят от физических и химических взаимодействий молекул дисперсионной среды (воды, углеводородных жидкостей), химических реагентов и материалов и подчиняются общим закономерностям коллоидной химии. Наибольшее значение при этом приобретают процессы, протекающие вблизи поверхности раздела фаз. К активным компонентам буровых растворов относят в первую очередь глинистую фазу, которая может входить в основной состав буровых растворов или попадать в циркулирующую жидкость в процессе углубления скважины, являясь при этом основным коллоидным компонентом, и полимерные реагенты, используемые для управления технологическими свойствами.

Целью дисциплины «Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов» является подготовка высококвалифицированных специалистов к научно-исследовательской работе в области технологии буровых жидкостей, в т. ч. создании новых систем. В результате освоения данной дисциплины и выполнения лабораторных исследований магистры должны освоить и уметь применять на практике:

- знания о физико-химических процессах в буровых растворах и бурящейся скважине;
- химические, физико-химические и технологические свойства наиболее используемых химических реагентов и материалов;
- степень влияния на свойства химических реагентов и материалов внешних факторов;
- особенности управления свойствами буровых жидкостей различного состава.

1.1 Исследование модификации поверхности глинистых пород и глинопорошков неорганическими электролитами

Известно, что глинистые породы представляют собой тонкообломочные смеси минералов, в основном кристаллического строения, которые образовались в результате физико-химического выветривания горных пород [1, 6, 7]. Основную часть при этом составляют глинистые минералы, которые играют

наиболее важную роль в буровых растворах за счёт высокой дисперсности, формы минералов и свойств базальных поверхностей микрокристаллов.

Важной особенностью глинистых минералов (исключение – двухслойные минералы) в отличие от слюд является наличие электрического заряда на поверхности, возникающего в результате изоморфных замещений одних ионов в их структуре другими ионной валентности [1, 6, 7, 17, 18]. Например, замещение катиона Al^{3+} на Mg^{2+} приведёт к дефициту заряда, что создаёт отрицательный заряд на поверхности кристалла. Этот заряд компенсируется адсорбцией катионов, называемых обменными за их способность вступать в реакции обмена с катионами других видов, растворённых в воде. Свойства глинистой фазы зависят от вида порообразующего минерала.

Основой бентонитовых глинопорошков является **монтмориллонит**, который относится к наиболее активным компонентам. Характерной особенностью структуры монтмориллонита является то, что кислородная поверхность одного слоя контактирует с аналогичной кислородной поверхностью соседнего слоя, что является предпосылкой для процессов набухания, так как молекулы воды и других полярных жидкостей могут проникать между структурными слоями монтмориллонита и ещё более снижать взаимодействие между ними. В зависимости от количества воды, находящейся в межслоевом пространстве, расстояние может изменяться от $9,6 \cdot 10^{-8}$ до $140 \cdot 10^{-8}$ см (возможно до полного расслоения). В монтмориллоните преобладают замещения Al^{3+} на Mg^{2+} и Fe^{2+} в октаэдрическом подслое, но Al^{3+} может частично замещать Si^{4+} и в тетраэдрах [6, 7]. Возникающий отрицательный заряд компенсируется обменоспособными гидратированными катионами (обычно ионами натрия, кальция или магния), которые располагаются между структурными слоями, составляют вместе с молекулами воды межслоевую комплекс монтмориллонита.

К самым распространённым глинистым минералам относят **гидрослюды**, в частности иллит, которые по своему структурному типу аналогичны монтмориллониту. Отличие заключается в том, что в них преобладают изоморфные замещения кремния алюминием в тетраэдрическом подслое. Дефицит заряда в элементарном слое иллита выше, чем у монтмориллонита, а уравнивающим катионом всегда является калий, который входит в межслоевое пространство и располагается там в углублениях гексагональных ячеек, которые образованы кислородными атомами оснований тетраэдров [1, 6, 7, 17, 18]. Близкое расположение заряда к поверхностям структурного слоя (за счёт тетраэдрической сетки) приводит к прочному ионному взаимодействию смежных слоёв с калием, и вода не может проникать между слоями. Таким образом, калий обычно связан и не может

вступать в обменные реакции. Тем не менее на наружных поверхностях вполне возможен ионный обмен, вызывающий гидратацию минерала и некоторое увеличение объёма, значительно меньшее по сравнению с монтмориллонитом. В природных условиях частицы иллита часто представляют собой обломки толщиной порядка $30 \cdot 10^{-8}$ см и диаметром от 0,1 до 0,3 мкм. В воде иллит может диспергировать. При этом РЭС составляет около 0,15 мкм.

Наименее активным глинистым минералом является **каолинит**, который представляет собой двухслойный минерал. Внутренние поверхности элементарных слоёв в каолинитах не могут взаимодействовать с жидкостями, а активность внешних базальных слоёв также невысока, поэтому основной активной поверхностью у каолинита являются краевые участки кристаллов в местах разрыва связей Si-O-Si и OH-Al-OH.

Несколько отличаются по своему строению и свойствам минералы **группы сепиолита-палыгорскита**, которые объединяют глинистые минералы слоистоленточной (цепочной) структуры (аттапульгит, палыгорскит, сепиолит) [1, 6, 7]. Внешне кристаллы имеют вытянутую форму. При этом с боковыми стенками каналов прочно связана вода. В пределах цепочек и лент связь ковалентная, а между ними – ионная за счёт катионов. Это обуславливает прочность кристаллов в водных средах. В каналах с поперечным сечением $(6,4 \times 3,7) \cdot 10^{-8}$ см находится вода. Эти каналы являются наиболее активной частью минерала. Кроме поверхностей внутренних каналов активными являются поверхности, на которых имеются разрывы кислородных мостиков (рёбра и торцевые участки).

Благодаря особенностям строения, химическому составу и дисперсности глинистые минералы обладают значительной активностью и способны взаимодействовать с компонентами буровых жидкостей. Если остановиться только на химической стороне, то это взаимодействие обусловлено следующими факторами:

- отрицательный заряд базальных поверхностей слоистых и внутренних каналов слоисто-ленточных минералов;
- ненасыщенные валентные связи на краях и рёбрах кристаллов;
- активные гидроксильные группы.

В результате этого на поверхности глинистых частиц могут происходить:

- ионный обмен;
- необменные реакции замещения;
- реакции присоединения.

Ионный обмен используется в процессах ингибирования (ингибирующие буровые растворы) или повышения качества глиноматериалов (модификация

глинопорошков [10]). Необменные реакции замещения – при получении органифильных (олеофильных) глиноматериалов. Реакции присоединения имеют место при химической обработке глинистых суспензий, например, при обработке лигносульфонатами.

Ионная адсорбция [1, 4, 9] протекает под воздействием молекулярно-поверхностных и электрических сил. Этот вид адсорбции в свою очередь можно подразделить на эквивалентную, обменную и специфическую. Эквивалентная адсорбция подразумевает поглощение катионов и анионов в эквивалентных количествах (молекула электролита адсорбируется целиком). Это может наблюдаться только при использовании слабых электролитов (например, извести) и объясняется тем, что к поверхности притягивается сначала тот ион, который лучше адсорбируется, а затем он притягивает свой парный ион. При этом заряд поверхности не нарушается, а его физико-химические свойства могут существенно измениться. Ярким примером такой адсорбции является снижение активности глинистых частиц при известковании бурового раствора. Обменная адсорбция происходит при избирательном поглощении одного из иона с одновременным вытеснением иона того же вида. При этом имеют место определённые правила: обмен только в эквивалентных количествах, величина адсорбция тем больше, чем выше валентность и чем меньше радиус гидратированного иона. Этот вид адсорбции используется, в основном, для получения ингибирующих буровых растворов, в частности калиевых. Выбор иона калия в большинстве ингибирующих систем связан с особенностью его свойств, обусловленный отрицательной гидратацией. Специфическая адсорбция возможна тогда, когда поверхность избирательно поглощает ионы определённого вида для компенсации заряда поверхности на отдельных участках, например адсорбция обменных катионов на базальных поверхностях глинистых минералов.

Гидратированность поверхности глинистых частиц зависит от раскрытости гидроксидных поверхностей октаэдрических слоёв, «дефектности» кристаллической структуры минерала, ёмкости и состава обменных катионов. В большей степени это характерно монтмориллонитовым глинам, что обеспечивает их высокую агрегативную и седиментационную устойчивость. Важную роль при этом играет вид обменного катиона. Например, монтмориллониты, в обменном комплексе которых преобладают ионы натрия, лучше диссоциируют в воде, поэтому их гидратированность и толщина гидратной оболочки выше, чем кальциевых глин. Тем более что в последнем случае высоко взаимное притяжение поверхности минерала и катиона.

Цель работы: исследовать обменные процессы на поверхности глинистых порошков и их влияние на свойства глинистых суспензий.

Приборы и материалы: ротационные вискозиметры, фильтр-пресс, центрифуга, сушильный шкаф, лабораторное стекло и химические реактивы для титрования, глинистые материалы, неорганические электролиты, дистиллированная вода.

Порядок работы

1. Приготовить 1 л глинистой суспензии с содержанием глинистой фазы 30 кг/м^3 . В качестве дисперсионной среды использовать дистиллированную воду.

2. После выдержки суспензии в течение 30 минут снять реологическую кривую, с помощью фильтр-пресса выделить фильтрат и определить в нём содержание основных ионов (Прил. 1). Все полученные данные свести в таблицы 1.1 и 1.2.

3. Добавить в суспензию неорганический электролит в соответствии с заданием преподавателя, перемешать, выдержать 10–15 минут и отфильтровать.

4. Определить в фильтрате содержание основных ионов и занести в таблицу 1.2.

5. Для сравнения и оценки обменных процессов растворить электролит в таком же количестве в дистиллированной воде и сделать контрольный замер химического состава.

6. Твёрдый остаток высушить в сушильном шкафу при температуре $105 \text{ }^\circ\text{C}$ до постоянной массы.

7. Приготовить суспензию на дистиллированной воде с использованием высушенного глинистого материала из расчёта 30 кг/м^3 .

8. После выдержки суспензии в течение 30 минут снять реологическую кривую, с помощью фильтр-пресса выделить фильтрат и определить в нём содержание основных ионов. Результаты исследования свести в таблицы 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Результаты реологических исследований глинистых суспензий

До обработки		Электролит, (название), г/л	После обработки	
Показания реометра	Эффективная вязкость, Па·с		Показания реометра	Эффективная вязкость, Па·с

Таблица 1.2 – Результаты исследования состава фильтрата

Состав фильтрата до обработки электролитом		Состав водного раствора электролита		Состав фильтрата после обработки электролитом			
рН	Основные ионы (мг/л)	рН	Ионы (мг/л)	До высушивания		После высушивания	
				рН	Ионы (мг/л)	рН	Ионы (мг/л)

9. Сделать выводы: изменился ли состав обменного комплекса глин, и как это повлияло на реологические свойства суспензии.

1.2 Исследование влияние рН и минерализации на свойства полимерных реагентов

Полимерные реагенты – это вещества, состоящие из ряда повторяющихся или похожих групп атомов (мономеров) [12]. По функциональным особенностям и местам концентрации в дисперсной системе их можно подразделить на две группы. Некоторые органические полимеры могут концентрироваться у поверхности раздела фаз, выполняя роль эмульгаторов, пенообразователей или пеногасителей, диспергаторов или смачивателей [6, 12, 13, 15]. Такие вещества носят название поверхностно-активных (ПАВ). Другие полимерные реагенты находятся преимущественно в дисперсионной среде и влияют на технологические свойства буровых растворов. Эти реагенты в свою очередь подразделяются на органические и неорганические. Некоторые из них могут активизировать или подавлять действие ПАВ, другие изменять структуру и свойства дисперсионной среды, третьи регулировать концентрацию гидроксидов и связывать нежелательные ионы. К неорганическим полимерам относят полифосфаты, силикаты и хроматы, которые по своим физическим свойствам практически не отличаются от неорганических низкомолекулярных соединений.

Наибольшее развитие получили органические полимеры природного или синтетического происхождения. К природным можно отнести полисахариды, лигносульфонаты, танины, гуматы, причём некоторые из них можно отнести к полусинтетическим (например, эфиры целлюлозы). К синтетическим – производные нефтехимического производства (например, акриловые полимеры и полимеры на основе оксида этилена).

В зависимости от функциональности элементарных звеньев могут образовываться линейные, разветвлённые и сшитые или сетчатые, или пространственные полимеры [1, 6, 16, 17]. У линейных полимеров для увеличения

длины молекулярной цепи используются только две валентности углерода, остальные валентности насыщаются водородом или функциональными группами (например, карбоксильной). В том случае, если третья или третья и четвёртая валентности служат для дальнейшего роста макромолекулы того же состава, что и основная цепь, образуются разветвлённые полимеры. Растворимость таких полимеров зависит от числа разветвлений, то есть для химической обработки буровых растворов могут использоваться полимеры, число разветвлений которых ещё позволяет ему растворяться в дисперсионной среде. Пространственные полимеры состоят из линейных или разветвлённых макромолекул, между которыми образуются поперечные связи, обеспечивающие их нерастворимость в дисперсионной среде.

Поведение высокомолекулярных веществ зависит от наличия в них связей, сильно отличающихся энергиями (например, химические связи внутри макромолекул и водородные между макромолекулами), гибкости цепей, обусловленных вращением звеньев, и вида функциональных групп. Вращение цепей происходит при неизменных валентных углах молекулы, атомы которых соединены одинарной связью, и приводит к образованию различных структур, переходящих одна в другую без разрыва химических связей. На подвижность углеводородной цепи благоприятно влияет наличие двойной связи в смежных атомах. Таким образом, макромолекула может свёртываться в спираль, глобулу или клубок, или вытягиваться в зависимости от минерализации среды, температуры или водородного показателя. Гибкость макромолекул зависит от концентрации полимера, числа полярных групп и боковых цепей.

Необходимо отметить, что гибкость цепей выше у линейных полимеров, что связано как с зигзагообразной формой макромолекул (идеальный случай) и множества одинарных связей. У разветвлённых полимеров она значительно ниже. Короткие и часто расположенные боковые цепи увеличивают жёсткость макромолекул вследствие возрастания энергетического барьера вращения отдельных звеньев. Причём при определённой концентрации разветвлённые полимеры образуют в растворах глобулярные агрегаты (мицеллы), объединяющие до нескольких сотен молекул вещества.

По своим свойствам разветвлённые полимеры напоминают свойства поверхностно-активных веществ, поэтому многие исследователи относят их к коллоидным ПАВ и называют защитными коллоидами. Гибкость макромолекулы зависит от температуры, концентрации полимера, функциональных групп и других факторов. Повышение температуры увеличивает подвижность макромолекул, понижение – уменьшает. При этом низкие температуры приводят к

тому, что линейные полимеры стремятся растянуться и кристаллизуются. Гибкость макромолекул в концентрированных растворах всегда ниже, чем в разбавленных системах. Наличие в макромолекуле полярных групп делает её менее подвижной из-за возможных взаимодействий, поэтому такие химические реагенты, как эфиры целлюлозы, полиакрилаты и другие, можно отнести к полимерам с цепями ограниченной гибкости. При повышении минерализации минимальной потенциальной энергии гибких макромолекул отвечает клубкообразная форма.

По характеру функциональных групп полимерные реагенты подразделяются на ионогенные и неионогенные полиэлектролиты.

Неионогенные полимеры имеют длинную углеводородную цепь с несколькими полярными группами, не диссоциирующими на ионы. Эти полярные группы обеспечивают растворимость полимеров в воде. Функциональными группами в неионогенных полимерах являются гидроксильные, карбонильные и альдегидные группы, которые обеспечивают устойчивость к солевой агрессии и повышенной жёсткости воды. К неионогенным полимерам относят оксиэтилированную целлюлозу, модификации гуаровой смолы, крахмальные реагенты.

Ионогенные полимеры в водных средах участвуют в обменных реакциях и диссоциируют с образованием полианиона или поликатиона. К анионным полиэлектролитам относятся органические полимеры, функциональные группы в которых представлены карбоксильными COONa и сульфогруппами – SO_3H . Анионные свойства частично могут проявлять эфиры целлюлозы, лигносульфонаты. Нередко в состав высокомолекулярных соединений входят неионогенные и анионные полярные группы. К таким веществам можно отнести биополимеры, КМЦ, ферролигносульфонат и другие.

Поликатион образуется в результате присоединения ионов водорода амидными и аминогруппами (соответственно $-\text{CONH}_2$ и $-\text{NH}_2$). К катионным можно отнести негидролизированный полиакриламид.

Амфотерные диссоциируют в зависимости от pH среды на полианионы или поликатионы. При этом в щелочной среде диссоциирует анионоактивная часть, а в кислой – катионная. Амфотерные свойства проявляют гидролизованные полиакриламиды, полиакрилонитрилы, сополимеры акриламида и акрилонитрила и другие.

Способность макромолекул к диссоциации и обменным реакциям друг с другом и неорганическими соединениями играют важную роль в химической обработке буровых растворов, обеспечивая избирательность реагентов, активность в различных средах. Например, если в обменных реакциях участвуют поливалент-

ные ионы, то макромолекулы могут укрупняться или «сшиваться» между собой, образуя либо малоактивные, либо нерастворимые пространственные полимеры. Наиболее ярким примером таких процессов является снижение растворимости и, соответственно, физико-химической активности полиакрилатов в присутствии ионов кальция и магния (при повышении жёсткости водной среды).

При повышении температуры в основном происходит деструкция (расщепление) полимеров с уменьшением молекулярной массы. При этом выделяются различные продукты деструкции. Они могут быть вполне работоспособными и взаимодействовать как с компонентами бурового раствора, так и между собой с образованием сильно разветвлённых и пространственных структур.

Деструкция полимерных реагентов может быть связана с окислительными процессами под действием химических веществ (кислоты, кислород, металлы переменной валентности). Например, деструкция крахмала в кислой среде, в результате которой образуются моносахариды. Деструкция линейных полимеров в присутствии железа, меди, никеля, марганца (например, при обработке полимерных растворов диоксидом марганца как нейтрализатором сероводорода). Окислительные процессы большую роль играют при ферментативной (микробиологической) деструкции органических полимеров, которые сопровождаются снижением реологических свойств их водных растворов, водородного показателя и стабилизирующей способности реагентов. При этом в начальной стадии частичное восстановление свойств не представляет серьёзной проблемы, а в поздней стадии это не представляется возможным.

Значительное влияние на свойства полимерных химических реагентов оказывают минерализация дисперсионной среды и величина рН. Так, в кислой среде молекулы амфотерных и катионных полиэлектролитов будут стремиться выпрямиться вследствие действия электростатических сил отталкивания между одноимённо заряженными группами, повышая эффективность реагентов, а молекулы анионных полиэлектролитов глобулизируются за счёт подавления избытком ионов водорода ионизации анионоактивных групп, что сопровождается снижением вязкости их водных растворов и эффективности в буровых растворах. В щелочной среде возрастает гибкость и эффективность анионных полиэлектролитов. Однако необходимо отметить, что в щелочной среде эффективны, благодаря своим двойным свойствам, и амфотерные полиэлектролиты. В связи с тем, что реагенты-стабилизаторы буровых растворов чаще всего имеют анионные и амфотерные свойства, в водных системах поддерживаются щелочные свойства. Тем не менее требуется ограничение ве-

личины рН, так как при избыточном количестве гидроксил-ионов также подавляется ионизация активных групп, что приводит к глобулизации макромолекул. Поэтому в паспорте реагента всегда даны рекомендации по предельным величинам водородного показателя. При отсутствии информации можно рекомендовать значения рН в пределах 8,5÷10,5, но большинство современных высокомолекулярных реагентов сохраняют эффективность и при сравнительно больших величинах водородного показателя.

Эффективность и направленность действия ионогенных полиэлектролитов изменяется в зависимости от минерализации буровых растворов. Так, например, акрилаты и некоторые эфиры целлюлозы в соленасыщенных растворах являются разжижителями наподобие лигносульфонатов, то есть проявляют свойства коллоидных ПАВ, что связано с приобретением сферической формы макромолекулы (глобулизация полимера). В меньшей степени эти факторы влияют на свойства тех полимеров, которые можно отнести к неионогенным. Это связано с отсутствием диссоциации активных групп. Некоторое снижение вязкости можно объяснить гидрофобизацией поверхности гигантских по своим размерам макромолекул.

Цель работы: исследовать влияние рН и минерализации на реологические свойства водных растворов полимеров.

Приборы и материалы: реометры, рН-метр, полимерные реагенты, щелочные электролиты, минерализаторы.

Порядок работы

1. Приготовить водный раствор полимера (по заданию преподавателя) концентрацией 2 % мас. в количестве, достаточном для проведения всего объема исследований.

2. Определить рН и снять реологическую характеристику. Занести результаты измерения в таблицу.

3. Разделить объем водного раствора полимера на 3 части.

4. Провести последовательную обработку 1-й части раствора полимера щелочным электролитом (каустическая сода или гидроокись калия, или кальцинированная сода, или поташ) в количествах 0,5; 1,0; 2,0; 5,0 и 10,0 г/л.

5. После каждой обработки измерять рН и снимать реологическую характеристику. Занести данные в таблицу 1.3.

6. Оставшиеся 2 части раствора обработать для сравнения двумя видами водорастворимых солей (хлориды натрия и калия или хлориды натрия и кальция,

или хлориды калия и кальция, или хлорид кальция и гипс, или другие электролиты по заданию преподавателя) в количествах 1,0; 5,0; 10,0; 20,0 и 50,0 г/л.

7. После каждой обработки измерять рН и снимать реологическую характеристику. Занести данные в таблицу 1.4.

8. По результатам исследований построить графические зависимости рН и эффективной вязкости от концентрации щелочных электролитов и минерализаторов.

Таблица 1.3 – Изменение свойств раствора полимера* под действием щелочного электролита

Щёлочь, г/л	До обработки щелочным электролитом						После обработки щелочным электролитом					
	рН	φ_{200}	φ_{300}	φ_{400}	φ_{600}	$\eta_{эф.}$	рН	φ_{200}	φ_{300}	φ_{400}	φ_{600}	$\eta_{эф.}$

Таблица 1.4 – Изменение свойств раствора полимера под действием минерализатора

Минерализатор, г/л	До обработки щелочным электролитом						После обработки щелочным электролитом					
	рН	φ_{200}	φ_{300}	φ_{400}	φ_{600}	$\eta_{эф.}$	рН	φ_{200}	φ_{300}	φ_{400}	φ_{600}	$\eta_{эф.}$

Примечания: 1. φ_{200} , φ_{300} , φ_{400} , φ_{600} – углы поворота реометра.

2. Эффективная вязкость – $\eta_{эф.}$, Па·с.

* Название полимера – по заданию преподавателя.

1.3 Исследование влияния химических реагентов на адгезионные свойства буровых растворов

Значительную роль в безаварийной проводке скважины играют смазочные и адгезионные свойства [3, 11–18], определяемые особенностями взаимодействия контактирующих тел, в том числе на поверхности раздела фаз. Что же такое поверхность раздела фаз? Гиббс называет поверхность раздела фаз (поверхностный слой) поверхностью разрыва и определяет её как неоднородный тонкий слой, разделяющий объёмные фазы и обладающий конечной толщиной и объёмом. При этом необходимо помнить, что молекулы, которые находятся в поверхностном слое, обладают аномалиями свойств, связанных с неодинаковым притяжением со стороны внутренних слоёв вещества и граничащей с ним среды. Например, в глинистой частице межмолекулярное взаимодействие сильнее, чем с молекулами воды, поэтому равнодействующая сила притяжения в

поверхностном слое будет направлена нормально к поверхности в сторону твёрдой фазы. При увеличении площади поверхности путём дробления (диспергирования) молекулы выводятся из объёмной фазы в поверхностный слой, совершая при этом работу против сил взаимодействия между ними. Эта работа в изотермических условиях пропорциональна изменению площади и равна изменению свободной поверхностной энергии. Следовательно,

$$E_s = \sigma \cdot dS. \quad (1.1)$$

Здесь σ – коэффициент поверхностного натяжения. Он является основной характеристикой поверхности раздела и означает, что на единицу длины контура, ограничивающего какой-либо участок поверхности раздела, действует сила, равная по величине σ и направленная касательно к поверхности по внутренней нормали к контуру.

Для взаимно нерастворимых веществ поверхностное натяжение всегда больше нуля. При этом поверхность раздела всегда стремится принять как можно меньшее при данном объёме значение. Например, форму шара (жидкость в газообразном). Таким образом, свободная поверхностная энергия концентрируется в поверхностном слое и определяет активность дисперсной фазы, например при адсорбции растворённых веществ, адгезионного взаимодействия и т. д. С другой стороны, в системах, обладающих избытком свободной энергии, могут самопроизвольно протекать процессы, уменьшающие запас энергии. Это происходит либо за счёт самоукрупнения частиц (например, коалесценция в обратных эмульсиях), либо за счёт снижения поверхностного натяжения вследствие адсорбции молекул дисперсионной среды или растворённых веществ.

Адгезия обусловлена межмолекулярными, водородными и электрическими взаимодействиями между контактирующими поверхностями. При этом жидкость будет прилипать к твёрдому телу, если притяжение молекул жидкости к поверхности будет сильнее, чем между молекулами в объёме жидкости (поверхность смачивается жидкостью). Работа адгезии (работа разрушения межфазной поверхности) должна быть больше работы когезии (работа, необходимая для разрыва однородной объёмной фазы). Иллюстрация этих явлений представлена на рисунке 1.1. Энергия адгезии при этом может быть представлена в следующем виде:

$$W_{адг} = F_{тв} + F_{ж} - F_{нг}, \quad (1.2)$$

где $F_{тв}$ – свободная поверхностная энергия твёрдого тела;

$F_{ж}$ – свободная поверхностная энергия жидкости;

$F_{нг}$ – свободная поверхностная энергия на вновь образованной границе раздела.

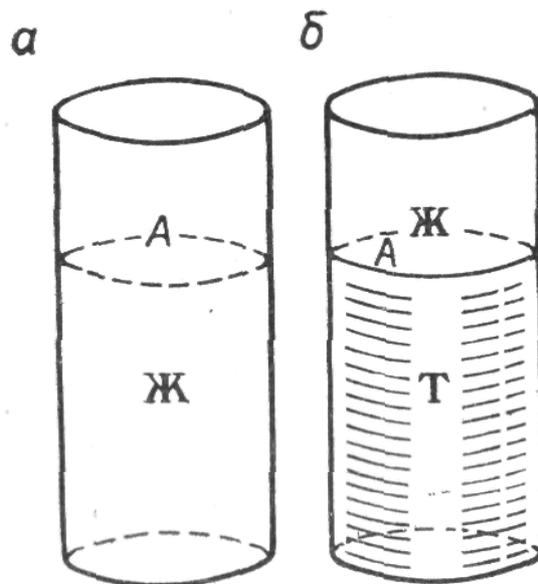


Рисунок 1.1 – Схема, иллюстрирующая понятия когезии (а) и адгезии (б)

Жидкость будет прилипать к твёрдому телу, если $F_{тв} > F_{жс} + F_{нз}$.

С другой стороны, энергия адгезия может быть определена по уравнению Дюпре:

$$W_{адз} = \sigma_{13} + \sigma_{23} - \sigma_{12} \text{ или } W_{адз} = \sigma_{23} (1 + \cos\theta). \quad (1.3)$$

Для того, чтобы силы адгезии могли проявляться между поверхностями двух твёрдых тел, необходимо присутствие вещества, которое бы заполняло все микронеровности и играло бы роль связующего, или тела обладают достаточной пластичностью для образования плотного контакта. Такое возможно при дифференциальном прихвате, когда поверхность бурильной колонны контактирует с фильтрационной коркой, обладающей значительной пластичностью, и при воздействии нагрузки наблюдается прилипание инструмента. Эта же причина лежит в основе сальникообразования на долоте и замках бурильных труб при бурении в глинистых породах. При этом механизм адгезии заключается в создании водородных связей между адсорбированной водой на поверхности глинистой фазы и слоем воды на поверхности стальных труб. Следовательно, для снижения адгезии необходимо использовать вещества, разрушающие водородные связи, т. е. способные адсорбироваться на активных кислородных центрах, расположенных на поверхности глин, и формировать адсорбционные гидрофобные слои (рис. 1.2) или способные формировать поверхностные плёнки.

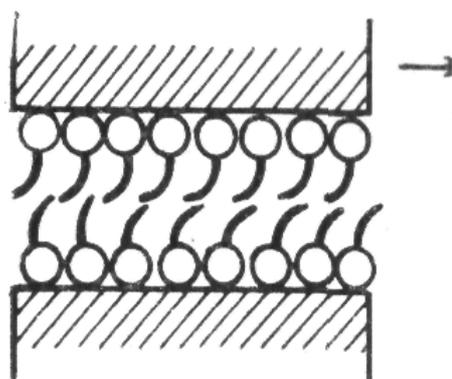


Рисунок 1.2 – Модель смазывающего действия двух монослоёв молекул ПАВ

В настоящее время в практике бурения часто используют обработку промывочной жидкости нефтью, но при этом необходимо учитывать:

1. При использовании сырой нефти присутствующая в ней минерализованная вода может вызвать коагуляцию бурового раствора.
2. Снижается плотность бурового раствора.
3. Эффективность нефти как смазочной и противадгезионной добавки быстро уменьшается со временем.
4. Переизбыток нефти может привести к образованию обратной эмульсии.

Поверхностные плёнки образуются в результате адсорбции на твёрдой поверхности растворенного вещества. Обязательным условием пленкообразования является отсутствие этого вещества в объёмной фазе растворителя, т. е. всё растворённое вещество находится в поверхностном слое. Поверхностные плёнки на твёрдом теле играют большую роль в явлениях, связанных с трением. Поверхностные плёнки, представляющие собой ориентированные слои ПАВ, снижают коэффициент трения. Это объясняется тем, что скольжение происходит между концами неполярных гибких цепей двух молекулярных слоёв, практически не взаимодействующих друг с другом. Снижение коэффициента трения зависит от молекулярной массы ПАВ (трение уменьшается с ростом молекулярной массы) и химического состава ПАВ. На рисунке 1.3 показано изменение трения в присутствии различных сред. Наиболее сильно снижают коэффициент трения жирные кислоты (I), затем спирты (II) и другие соединения. В меньшей степени влияют парафиновые углеводороды (III). Считается, что наилучшим смазывающим эффектом будут обладать смеси, получаемые добавкой небольшого количества полярных ПАВ в минеральные масла. Толщина граничных смазочных слоёв составляет сотни ангстрем (десятки монослоёв), а сами граничные слои обладают аномальной вязкостью, что обеспечивает достаточную прочность плёнке.

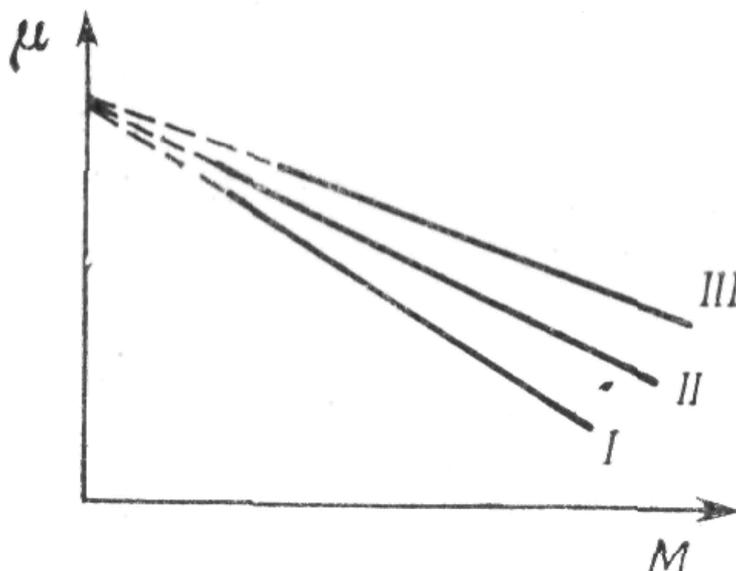


Рисунок 1.3 – Зависимость коэффициента трения от молекулярного веса жирной кислоты (I), спирта (II) и парафина (III)

Адгезионные взаимодействия бурильного инструмента с компонентами буровых растворов могут явиться причинами осложнений и аварийных ситуаций. В связи с этим исследовательские работы, связанные с изучением вышеназванных процессов, являются актуальными. Для изучения смазочных и адгезионных свойств буровых растворов используются как стандартные, так и экспериментальные устройства, в том числе прибор с коаксиально расположенными цилиндрами, предложенный Р. Г. Ахмадиевым и И. В. Куваевым.

Цель работы: исследовать влияние состава и химической обработки на силу адгезии.

Приборы и материалы: прибор для оценки адгезионного взаимодействия (на базе прибора СНС-2 с гладкими цилиндрами из различных материалов), перемешиватели, химические реагенты, материалы, ПАВ. Если магистерская диссертация связана с изучением смазочных свойств буровых растворов, то дополнительно используется «Тестер предельного давления и смазывающей способности» фирмы OFITE (Прил. 3).

Порядок работы

1. Приготовить глинистую суспензию заданной плотности. Определить плотность и реологические константы, занести результаты в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты исследования глинистых суспензий

До обработки			Обработка		После обработки			Адгезия, Па						
Плотность, ρ , кг/м ³	ДНС, τ_0 , Па	ПВ, η , Па·с	Реагент	Концен- трация, г/л	Плотность, ρ , кг/м ³	ДНС, τ_0 , Па	ПВ, η , Па·с	Стальной цилиндр			Другой материал			
								10 мин	20 мин	30 мин	10 мин	20 мин	30 мин	

Примечание: ДНС – динамическое напряжение сдвига; ПВ – пластическая вязкость.

2. Подготовить к работе прибор для исследования адгезии бурового раствора к стальному цилиндру, оставить в покое на 10 минут, определить угол поворота цилиндра φ и определить адгезию A по формуле

$$A = k \cdot \varphi, \quad (1.4)$$

где k – коэффициент прибора.

Занести результаты в таблицу 1.5.

Провести аналогичные замеры через 20 и 30 минут покоя.

3. Заменить стальной цилиндр на цилиндр, выполненный из другого материала, и отработать по п.п. 1–2.

4. Глинистую суспензию обработать реагентами или материалами в соответствии с заданием преподавателя и выполнить исследования по п.п. 1–3.

1.4 Исследование химической обработки буровых суспензий на эффективность очистки центрифугированием

В последние годы для очистки буровых растворов от тонкодисперсной выбуренной породы и, особенно, для обезвоживания шлама при утилизации отработанных буровых жидкостей используются механизмы центробежного разделения фаз (центрифуги) [4, 14]. Центрифугирование суспензии производится двумя методами. По первому разделение идёт вследствие действия объёмных сил дисперсной фазы в аппаратах со сплошной стенкой. При этом процесс разделяется на осветление и осаждение. По второму механизму используются объёмные силы дисперсионной среды и частично дисперсной фазы в аппаратах с перфорированными стенками ротора. Такое разделение называется фильтрованием и состоит из фильтрования с образованием осадка, отжима жидкости из образовавшегося осадка и удаления из осадка жидкости, удерживаемой молекулярными силами.

Существует так называемый предел центрифугирования, т. е. частицы меньше определённого размера не могут быть отделены и остаются во взвешенном состоянии независимо от продолжительности воздействия центробежного поля. Эффективность разделения фаз в буровых растворах зависит от дисперсности твёрдой фазы, реологических характеристик и химической обработки. При этом некоторые реагенты усиливают процессы агрегирования и разделения не только в центробежном, но и в гравитационном поле.

Известно, что существует два вида устойчивости дисперсных систем, в том числе буровых растворов: седиментационная и агрегативная. Самый яркий пример потери седиментационной устойчивости – это осаждение частиц утяже-

лителя. Интенсивность седиментации зависит от дисперсности и формы частиц, вязкости дисперсионной среды или бурового раствора в целом и разности плотностей дисперсионной среды и дисперсной фазы.

Агрегативная устойчивость – это способность частиц дисперсной фазы оказывать сопротивление слиянию и тем самым удерживать определённую дисперсность. Она определяется физико-химическими свойствами системы. Потеря агрегативной устойчивости, как правило, сопровождается разделением фаз, т. е. седиментацией. В эмульсионных растворах возможно также обращение фаз.

Агрегативная устойчивость обеспечивается двумя факторами: наличием ДЭС и структурно-механического фактора [1, 2, 4].

Седиментация – осаждение твёрдой фазы в гравитационном поле, которое зависит не только от разности плотностей твёрдой фазы и бурового раствора, но и реологических характеристик, смачиваемости, дисперсности и формы частиц. С другой стороны «осаждение» обозначает значительное изменение плотности бурового раствора во время циркуляции после проведения СПО, ГИС и других операций, при проведении которых раствор остаётся в неподвижном состоянии в течение длительного времени.

Коагуляция – это один из видов потери агрегативной устойчивости дисперсных систем и представляет собой слипание частиц под действием межмолекулярных сил притяжения [1, 2, 4]. В результате слипания частиц образуются крупные агрегаты (коагуляты), которые могут выпадать в осадок или всплывать. В буровых растворах о коагуляции можно судить по изменению фильтрационных и реологических показателей. Элементарный акт коагуляции дисперсных систем возможен в любом потенциальном минимуме (рис. 1.4), когда преобладают силы притяжения. Но как уже отмечалось прежде, ближнее взаимодействие необратимо и частицы не сохраняют дисперсность, а дальнее обеспечивает гибкую и не прочную связь. Агрегаты при этом могут сравнительно легко распадаться, а частицы сохраняют свою дисперсность.

Взаимодействие в ближнем минимуме всегда приводит к коагуляции. Обязательным условием коагуляции в глинистых суспензиях является снижение расклинивающего давления ДЭС и адсорбционно-сольватных слоёв. Такое снижение возможно при электролитной или термокоагуляции. Рост концентрации электролита приводит к сжатию диффузной части ДЭС и снижению потенциального барьера. Одновременно электролиты вызывают дегидратацию поверхности частиц и изменение конформации полимерных молекул, находящихся в поверхностном слое. Электролитная коагуляция возможна при разбуhrивании растворимых солей, проявлении минерализованной воды, смешивании с тампонажной жидкостью или разбуhrивании цементного стакана.

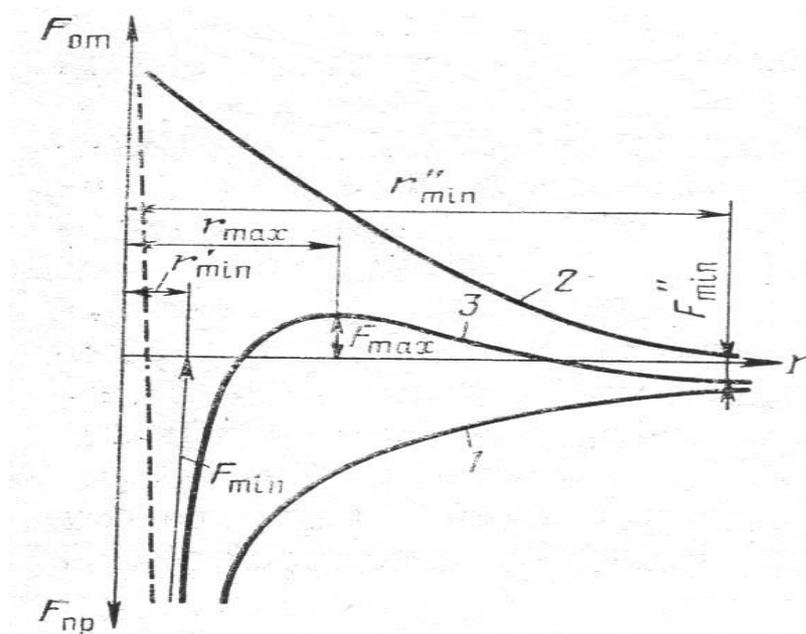


Рисунок 1.4 – Изменение энергии взаимодействия двух частиц

Флокуляция – явление, характерное для линейных полимеров, несущих полярные группы по длине цепи. Это процесс агрегирования частиц дисперсной фазы, когда присоединение их друг другу осуществляется полимерными мостиками [1, 2, 4, 8, 16].

Связанные полимерными мостиками частицы образуют рыхлые флокулы, нарушающие седиментационную устойчивость системы. При этом флокуляция возможна только при недостаточной для стабилизации концентрации. Согласно исследованиям Анри максимальная флокуляция соответствует половинному заполнению активных центров на поверхности раздела фаз. Возможность и интенсивность флокуляции зависит от свойств полимерного стабилизатора (полимерного флокулянта), свойств поверхности и дисперсности твёрдой фазы. Различают полные, селективные флокулянты и флокулянты двойного действия (рис. 1.5) [8]. Полные флокулянты агрегируют дисперсные частицы независимо от минералогического состава и дисперсности. Такие флокулянты используются для полного разделения фаз.

Селективные флокулянты – агрегируют неактивную дисперсную фазу и практически не влияют на свойства бентонитового раствора.

Флокулянты двойного действия способствуют увеличению вязкости и формированию пространственной полимер-глинистой структуры бентонитовых суспензий, подавляют пептизацию небентонитовой разбуриваемой породы и флокулируют её высокодисперсную часть. Полимерные реагенты могут флокулировать частицы только определённых размеров, пределы которых зависят от молекулярной массы этого реагента.

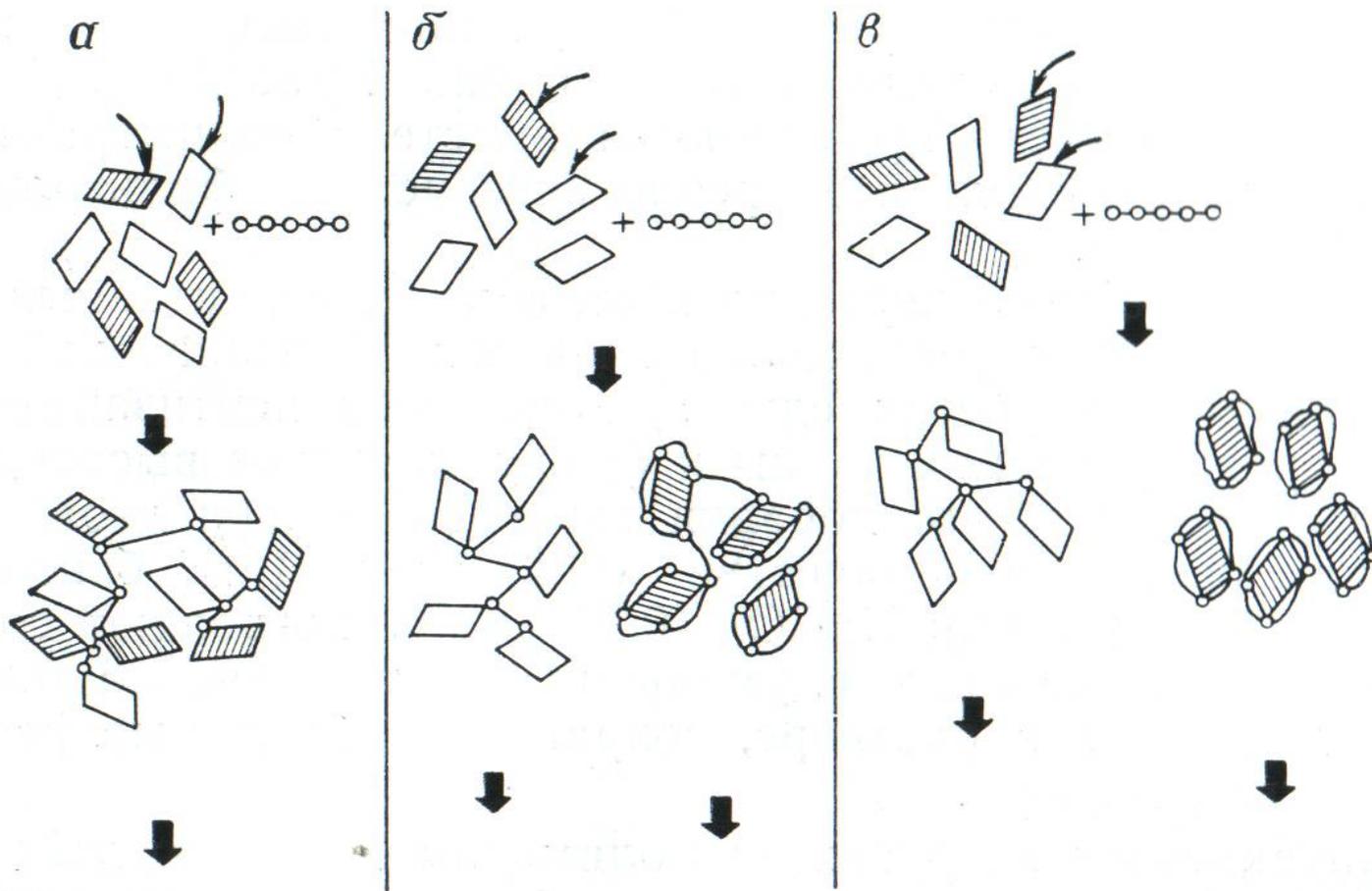


Рисунок 1.5 – Характер связей полимеров с частицами бентонита и глин небентонитового типа:
 a – полная флокуляция; b – селективная флокуляция под действием селективного флокулянта;
 β – селективная флокуляция под действием полимера двойного действия

Цель работы: исследовать влияние высокомолекулярных соединений и неорганических электролитов на разделение фаз в центробежном поле.

Приборы и материалы: лабораторная центрифуга, рН-метр, рычажные весы, глиноматериалы, утяжелители, химические реагенты.

Порядок работы

1. Приготовить 2 л глинистой суспензии и обработать её химическими реагентами в соответствии с рецептурой (по заданию преподавателя).

2. Определить плотность, содержание коллоидной фазы (Прил. 2) и рН. Занести результаты измерений в таблицу.

3. Поместить часть бурового раствора (приблизительно 500 мл) в лабораторную центрифугу. 4. Через 20 минут работы центрифуги при постоянной скорости вращения (скорость вращения указать в примечании к таблице) определить высоту осадка в цилиндрах.

5. Осветлённую часть перелить в стакан и определить содержание коллоидной фазы. Результаты измерения занести в таблицу.

6. Оставшийся раствор разделить на 3 части. Каждую порцию обработать определённым реагентом (флокулянт, коагулянт или диспергатором).

7. После каждой обработки определить рН и содержание коллоидной фазы. Занести все измерения в таблицу 1.6.

8. Провести исследования в соответствии с п.п. 3–5.

9. Занести все результаты в таблицу и проанализировать.

Таблица 1.6 – Результаты лабораторных исследований

Исходный раствор			Обработка реагентом			Центрифугирование	
Плотность, кг/м ³	рН	Содержание коллоидной фазы, %	Реагент, %	рН	Содержание коллоидной фазы, %	Высота осадка в среднем, см	Содержание коллоидной фазы, %

Библиографический список

1. Ахмадеев, Р. Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – М. : Недра, 1981. – 152 с.

2. Бабенков, Е. Д. Очистка воды коагулянтами / Е. Д. Бабенков. – М. : Наука, 1977. – 356 с.

3. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
4. Воюцкий, С. С. Курс коллоидной химии : учеб. для вузов / С. С. Воюцкий. – М. : Химия, 1975. – 512 с.
5. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – М. : Недра, 1984. – 229 с.
6. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли; пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 509 с.
7. Grim, R.E. Clay Mineralogy / R. E. Grim. – New York, 1953. – 232 с.
8. Дедусенко, Г. Я. Буровые растворы с низким содержанием твёрдой фазы / Г. Я. Дедусенко, В. И. Иванников, М. И. Липкес. – М. : Недра, 1985. – 160 с.
9. Кистер, Э. Г. Химическая обработка буровых растворов / Э. Г. Кистер. – М. : Недра, 1976. – 520 с.
10. Литяева, З. А. Глинопорошки для буровых растворов / З. А. Литяева, В. И. Рябченко. – М. : Недра, 1992. – 191 с.
11. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – М. : Недра, 1979. – 301 с.
12. Павлов, Б. А. Курс органической химии : учеб. для вузов / Б. А. Павлов, А. П. Терентьев. – М. : Химия, 1969. – 686 с.
13. Петров, Н. А. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н. А. Петров [и др.]. – СПб. : Недра, 2004. – 408 с.
14. Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов / В. И. Рябченко. – М. : Недра, 1990. – 142 с.
15. Токунов, В. И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В. И. Токунов, И. Б. Хейфец. – М. : Недра, 1982. – 268 с.
16. Уляшева, Н. М. Технология полимерных буровых растворов: учеб. пособие для вузов / Н. М. Уляшева. – Ухта : Ухтанефтегазгеология, 1992. – 92 с.
17. Уляшева, Н. М. Технология буровых жидкостей : учеб. пособие для вузов / Н. М. Уляшева. – Ухта, 2008. – 164 с.
18. Уляшева, Н. М. Физико-химические методы борьбы с осложнениями: учеб. пособие для вузов / Н. М. Уляшева [и др.]. – Ухта, 2014. – 164 с.

2. Технология буровых жидкостей

Дисциплина «Технология буровых жидкостей» объединяет теоретические и практические аспекты применения технологических жидкостей, используемых в процессе бурения, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, крепления и капитального ремонта скважин.

Функциональное многообразие технологических жидкостей выдвигает каждый раз специфические требования к их составам и свойствам. Так, например, буровые растворы должны обеспечивать безаварийную проводку скважины с высокими технико-экономическими показателями и минимальным техногенным воздействием на окружающую среду, в том числе в сложных горно-геологических условиях. При выборе составов буровых жидкостей для первичного и вторичного вскрытия необходимо учитывать достижения максимального сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта. При капитальном ремонте скважин, а также их длительной консервации технологические жидкости в зависимости от поставленных задач должны обеспечить не только качественное глушение скважины, но и предупредить отрицательные последствия при дальнейшей её эксплуатации.

2.1 Отработка рецептуры бурового раствора с использованием методики ВНИИнефть–ВНИИГАЗ

Методика ВНИИнефть–ВНИИГАЗ базируется на использовании реологических характеристик для отработки составов пресных, минерализованных и ингибирующих глинистых растворов [3, 4, 17, 20]. В качестве корректирующих параметров используются статическое напряжение сдвига за 1 минуту покоя (CHC_1) и условная вязкость по стандартной воронке ПВ-5 (УВ). Вышеназванные параметры зависят от концентрации коллоидной фазы (C_k), степени структурообразования и степени дисперсности глиноматериала.

Условной (технологической) характеристикой степени структурообразования является величина $П_k$, которая является частным от деления CHC_1 на УВ, т. е. $П_k = CHC_1/УВ$. Размерность $П_k$ – Па/с.

На основании большого количества экспериментальных и промысловых исследований были получены методы управления реологическими характеристиками:

1. Уменьшение концентрации глинистой (коллоидной) фазы разбавлением водой. При этом величины CHC_1 и УВ уменьшаются приблизительно в равной степени.

2. Уменьшение степени структурообразования при неизменной концентрации глинистой фазы в результате обработки понизителями вязкости (разжижение). Скорость уменьшения $СНС_1$ превышает скорость уменьшения УВ.

3. Увеличение содержания глинистой фазы (загущение). При этом величины $СНС_1$ и УВ возрастают примерно в равной степени.

4. Увеличение степени структурообразования при постоянном значении содержания глинистой фазы в результате обработки бурового раствора реагентами-структурообразователями (застудневание). Величина $СНС_1$ при этом возрастает более быстрыми темпами, чем УВ.

Степень структурообразования считается оптимальной, если одним изменением содержания твёрдой фазы (разбавление или загущение), без использования химической обработки, реологические параметры приводятся в соответствие с требованиями технологии бурения.

Установлено, что для основных типов глинистых растворов на водной основе оптимальная величина $П_k$ находится в пределах $0,05 \div 0,12$ Па/с ($0,05 \leq П_k \leq 0,12$).

Буровые растворы, у которых величина $П_k$ превышает $0,12$ Па/с, обладают технологически избыточной степенью структурообразования и требуют использования химического разжижения.

Буровые растворы, у которых величина $П_k$ меньше $0,05$ Па/с, обладают технологически недостаточной степенью структурообразования и требуют обработки химическим реагентом-структурообразователем.

В общем виде принципы регулирования реологических свойств и выбора базового состава бурового раствора заключаются в следующем:

- степень структурообразования буровых растворов оптимизируют химической обработкой (застудневание – разжижение);
- если вязкость превышает допустимые значения, то буровые растворы при избыточном содержании глинистой фазы разбавляют водой;
- если вязкость бурового раствора на водной основе недостаточна, то систему загущают глинопорошком.

Цель работы: подобрать оптимальный состав бурового раствора при известных значениях плотности, показателя фильтрации и условной вязкости.

Приборы и материалы

1. Ротационный вискозиметр.
2. Воронка для измерения условной вязкости.
3. Плотномер (рычажные весы или ареометр).

4. Фильт-пресс.
5. Bentonитовые глинопорошки, утяжелители и химические реагенты.

Порядок работы

1. Приготовить глинистую суспензию известной плотности и определить значения СНС_1 и УВ. Определить величину P_k . Данные занести в таблицу 2.1.

2. Если P_k находится в пределах $0,05 \div 0,12$ Па/с, а условная вязкость выше нормы в соответствии с заданием преподавателя, то глинистую суспензию разбавить водой. При этом воду добавлять небольшими порциями, постоянно контролируя изменение условной вязкости.

3. Если P_k находится в пределах $0,05 \div 0,12$ Па/с и УВ ниже нормы, то в глинистую суспензию добавить глинопорошок. Обработку вести небольшими порциями, контролируя условную вязкость.

4. Если P_k ниже 0,05 Па/с, то направление обработки может быть следующее:

- пресные растворы обработать органическими гелеобразователями (биополимеры или крахмальные реагенты, высоковязкие эфиры целлюлозы и т. п.) или неорганическими электролитами (хлорид натрия в количестве $0,5 \div 1,5$ % или жидкое стекло – $0,5 \div 1,0$ %). Содержание органического гелеобразователя зависит от фирмы-производителя;

- слабоминерализованные буровые растворы обработать глинопорошком (предпочтительно – в виде пасты или предварительно увлажнённого пресной водой порошка);

- средне- и высокоминерализованные буровые растворы – палыгорски-том, окисленным битумом или петролатумом, предварительно гидратированным кальциевым бентонитом.

Определить P_k . Если эта величина находится в оптимальных пределах, то дальнейшая работа проводится в соответствии с п.п. 2 и 3.

5. Если P_k больше 0,12 Па/с, то пробу раствора необходимо разделить на две части:

- одну часть обработать реагентом-разжижителем. Тип реагента выбирается в соответствии с минерализацией бурового раствора;

- вторую часть обработать понизителем вязкости и щелочным электролитом.

В том и другом случае определить величину P_k , которая позволит выбрать направление химической обработки. После решения оптимизационной задачи действовать в соответствии с п.п. 2 и 3.

6. Определить показатель фильтрации (Φ_{30}). Если эта величина соответствует заданию, то обработку можно считать законченной.

7. Если показатель фильтрации превышает заданную величину, то необходимо провести дополнительную обработку органическими стабилизаторами в зависимости от минерализации бурового раствора.

8. Проверить величину P_k . Если она отличается от оптимальных значений, то дальнейшую работу провести в соответствии с п.п. 4 и 5.

Примечание 1. Оптимизация состава ингибирующего бурового раствора проводится после обработки ингибитором и реагентами, входящими в его состав. Если при этом увеличится объём бурового раствора, то необходима дообработка ингибитором (в расчёте на дополнительный объём).

Примечание 2. Оптимизация состава утяжелённого бурового раствора проводится в два этапа: до и после утяжеления. При этом расход утяжелителя заранее подсчитывают с превышением на 10–15 %.

Все полученные результаты представить в виде таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты экспериментальных исследований

Начальные параметры			Обработка	Параметры бурового раствора после обработки			
СНС ₁	УВ	P_k		СНС ₁	УВ	P_k	Φ_{30}

Примечание. В таблицу занести все использованные обработки и полученные при этом параметры бурового раствора.

2.2 Отработка технологии утяжеления буровых растворов

Получение буровых растворов высокой плотности является комплексной проблемой, зависящей от качества утяжелителя: его плотности, влажности, дисперсности, гидрофильности и других. Например, повышенная гидрофобность материала может привести к флокуляции частиц утяжелителя в буровых растворах на водной основе с последующей седиментацией. В присутствии при этом смазочных материалов или поверхностно-активных веществ может наблюдаться вспенивание бурового раствора (аэрация), снижение плотности и резкое повышение реологических характеристик. На процесс приготовления буровых растворов высокой плотности влияет и технология утяжеления.

Процесс утяжеления связан с вводом расчётного количества материала высокой плотности, регулированием соотношения между компонентами твёрдой фазы, выбором направления и технологии химической обработки.

Буровой раствор может утяжеляться несколькими способами:

1. Утяжеляется весь циркулирующий объём бурового раствора с одновременным вводом необходимого количества воды (для понижения содержания

коллоидной фазы) и химических реагентов. Избыточный объём утяжелённого бурового раствора удаляется из циркуляции (в запасные ёмкости, амбар и т. п.).

Общий объём (V_2) бурового раствора после утяжеления определяется по формуле

$$V_2 = V_1(\rho_2/\rho_1), \quad (2.1)$$

где V_1 – объём бурового раствора до ввода утяжелителя, м³;

ρ_2 – плотность утяжелённого бурового раствора, кг/м³;

ρ_1 – плотность бурового раствора до утяжеления, кг/м³.

Избыточный объём бурового раствора (V_3) после утяжеления:

$$V_3 = V_1(\rho_2/\rho_1 - 1). \quad (2.2)$$

Расход утяжелителя (m) на единицу объёма исходного раствора:

$$m = \frac{(\rho_2 - \rho_1)(\rho_2 + \rho_1 - \rho_{\text{в}})}{\rho_1(\rho_{\text{у}} - \rho_{\text{в}})} \rho_{\text{у}}, \quad (2.3)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{\text{у}}$ – плотность утяжелителя, кг/м³.

2. Из циркуляционной системы в запасные ёмкости предварительно удаляется определённый объём исходного раствора. Утяжеляется оставшийся объём.

Объём бурового раствора V_4 , направляемого в запасные ёмкости определяется по формуле

$$V_4 = V_1(1 - \rho_1/\rho_2). \quad (2.4)$$

Объём бурового раствора V_5 , оставшегося в циркуляции:

$$V_5 = V_1(\rho_1/\rho_2). \quad (2.5)$$

Расход утяжелителя на единицу объёма утяжелённого бурового раствора определяется по формуле

$$m = \frac{(\rho_2 - \rho_1)(\rho_2 + \rho_1 - \rho_{\text{в}})}{\rho_2(\rho_{\text{у}} - \rho_{\text{в}})} \rho_{\text{у}}. \quad (2.6)$$

3. Процесс утяжеления производится по второму способу с одновременной регенерацией утяжелителя.

Расход материалов на утяжеление единицы объёма бурового раствора:

$$m = B_2 - B_1 \left[\frac{\rho_1}{\rho_2} + \varepsilon \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_2} \right) \right]. \quad (2.7)$$

Здесь B_1 и B_2 – содержание утяжелителя до и после операции. Соответственно:

$$B_1 = \frac{\rho_1 - 0,01\Gamma_1(\rho_r - \rho_b) - \rho_b}{\rho_y - \rho} \rho_r, \quad (2.8)$$

$$B_2 = \frac{\rho_1 - 0,01\Gamma_2(\rho_r - \rho_b) - \rho_b}{\rho_y - \rho} \rho_r. \quad (2.9)$$

Здесь Γ_1 и Γ_2 – содержание глинопорошка в буровом растворе соответственно до и после утяжеления (об. %); ρ_r – плотность глинопорошка, т/м³; E – коэффициент извлечения утяжелителя в процессе регенерации.

Известно, что на утяжеляющую способность материала влияет содержание глинистой (коллоидной) фазы. При увеличении плотности обязательным условием является снижение коллоидного компонента. Кроме того, как было сказано выше, при использовании барита (кроме гравитационного) возникают дополнительные сложности, связанные с флокуляцией твёрдой фазы и аэрацией бурового раствора в присутствии целого ряда химических реагентов. Повышенная гидрофобность такого барита предполагает применение специальных приёмов при вводе утяжелителя:

- обработка бурового раствора гидрофильными химическими реагентами, такими как эфиры целлюлозы (КМЦ, полианионная целлюлоза и т. п.), полисахариды (крахмальные реагенты) и акриловые полимеры (полиакрилаты натрия и т. п.);

- смачивание поверхности барита пресной водой (приготовление пульпы с последующим вводом в циркулирующий буровой раствор);

- одновременный ввод в буровой раствор утяжелителя и реагентов-стабилизаторов.

Цель работы: оценка способов и технологии утяжеления.

Приборы и материалы

1. Стандартные приборы для измерения технологических параметров буровых растворов (ротационный вискозиметр, фильтр-пресс, воронка ПВ-5 или Марша, рычажные весы, реторта).

2. Весы электронные.

3. Сушильный шкаф.

4. Глинопорошок и утяжелители.

5. Химические реагенты.

А. Сравнение эффективности первых двух способов утяжеления

Порядок работы

1) Приготовить глинистую суспензию объёмом 1 л, определить технологические свойства и разделить на две части.

2) Вычислить количество утяжелителя и объёмы по первому (формулы 2.1–2.3) и второму (формулы 2.4–2.6) способам утяжеления.

3) Первую порцию бурового раствора обработать баритом и определить плотность и структурно-механические свойства. Результаты внести в таблицу 2.2.

4) От второй порции отлить расчётный (формула 2.4) объём, оставшуюся часть обработать утяжелителем и определить параметры. Данные занести в таблицу 2.2.

5) Определить относительный расход утяжелителя, принимая массу утяжелителя при первом способе за 1.

Таблица 2.2 – Результаты лабораторных исследований

Буровой раствор	Содержание твёрдой фазы, %			Свойства бурового раствора		Расход утяжелителя	Относительный расход утяжелителя
	Всего	В том числе		плотность, кг/м ³	CHC ₁ /CHC ₁₀ , Па		
		глина	утяжелитель				
До утяжеления							
1 способ							1
2 способ							

Примечания. 1. Содержание твёрдой фазы определяют выпариванием определённого объёма раствора в сушильном шкафу при температуре 105 °С или ретортным способом.

2. Содержание глинопорошка и утяжелителя при известной плотности определяются по номограммам [12] или расчётным путём (Прил. 4) [22].

3. Если плотности твёрдой фазы, глинопорошка и утяжелителя неизвестны, то они определяются по методике [22] (Прил. 5).

Б. Сравнение технологий утяжеления

Порядок работы

1. Приготовить глинистую суспензию объёмом 1 л известной плотности, обработать химическими реагентами в соответствии с заданием. Определить технологические свойства и занести в таблицу 2.3.

2. Разделить готовый раствор на 3 части.

3. Определить расход утяжелителя по формуле 2.3 для каждой порции.

4. Первую порцию обработать баритом в товарном виде.
5. Вторую порцию обработать баритовой пульпой (барит : вода = 5:1), сделав поправку на увеличение объёма бурового раствора за счёт воды.
6. Третья порция предварительно обрабатывается полисахаридами или эфирами целлюлозы в количестве 0,1÷2,0 г/л в зависимости от производителя. После чего ввести барит в товарном виде, сделав поправку на увеличение объёма.
7. Определить технологические свойства утяжелённых растворов (табл. 2.3).

Таблица 2.3 – Результаты лабораторных исследований

Состав бурового раствора	Содержание утяжелителя	Технологические свойства бурового раствора			
		Плотность, кг/м ³	СНС ₁ /СНС ₁₀ , Па	УВ, с	Показатель фильтрации, см ³

2.3 Исследование технологических особенностей регулирования свойств буровых растворов

Известно, что в процессе бурения в результате воздействия определённых факторов (выбуренной породы, температуры, пластовой жидкости, ошибок в химической обработке или нарушения технологии буровых жидкостей) изменяется внутреннее состояние промывочной жидкости, что, как правило, приводит к ухудшению её технологических свойств.

В ходе бурения, особенно в верхних интервалах, часто вскрываются терригенные породы с высоким содержанием глинистых разностей. При этом наблюдается интенсивная наработка бурового раствора, обусловленная диспергированием попавшей в раствор природной глины с последующей её гидратацией. Это приводит к росту вязкости и плотности бурового раствора с нарушением его реологических и фильтрационных свойств. В процессе бурения необходимо учитывать наличие интервалов, в которых возможна наработка раствора, и принимать меры по её предотвращению либо использованию в качестве основы для приготовления промывочной жидкости. Также необходимо учитывать, что терригенные отложения часто вскрываются совместно с пластами, содержащими пресные воды питьевого назначения, что не позволяет использовать ингибирующие системы.

В настоящее время предлагается несколько методов оперативного управления свойствами буровых растворов. Значительный объём исследований в

этом направлении был проведён И. Н. Резниченко, В. И. Рябченко и другими (ВНИИКРнефть–НПО «Бурение») [12, 15]. В основе предложенного ими метода лежит предположение, что основные технологические свойства однозначно определяются содержанием и активностью твёрдой фазы и химических реагентов. При этом были введены некоторые ограничения:

$$\begin{aligned} 0 \leq X_1^N \leq V^N - e, \\ 0 \leq P_1^N, \\ 0 \leq X_2^N \leq \varepsilon, \end{aligned} \quad (2.10)$$

где X_1^N – объём бурового раствора, удаляемого из циркуляционной системы;
 X_2^N – степень очистки бурового раствора;
 V^N – объём циркулирующего раствора;
 P_1^N – объём вводимых компонентов;
 e – потери бурового раствора;
 ε – максимально возможная степень очистки.

При этом методы управления свойствами бурового раствора заключаются в анализе четырёх корректирующих параметров:

$$\begin{aligned} a_1 \leq P = C_k \cdot \rho \leq a_2, \\ n = C_p \cdot K_p / C_k, \\ K \geq 0,4, \\ V^N = 2 V_{скв}^N. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Здесь C_k и C_p – концентрации коллоидного компонента и химического реагента; K – коллоидальность глинистой фазы; K_p – активность химического реагента; ρ – плотность бурового раствора; $V_{скв}^N$ – объём скважины.

Таким образом, количество глинистой породы, перешедшей в состав раствора, зависит в основном от трёх факторов:

- объёма выбуренной породы;
- содержания глинистой (коллоидной) фазы в выбуренной породе;
- эффективности системы очистки.

Объём выбуренной породы, м³:

$$V = 0,785 D^2 \cdot H \cdot k_k, \quad (2.12)$$

где D – диаметр долота, м;
 H – проходка, м;
 k_k – коэффициент кавернозности.

Количество глинистых разностей в породе уточняется по данным геофизических исследований.

При оценке эффективности системы очистки необходимо учитывать, что она зависит, в первую очередь, от размера частиц породы и применяемого оборудования. При этом используемые при бурении терригенного комплекса вибросита позволяют удалять только грубодисперсные частицы. В таких условиях количество удаляемой ситами породы в среднем составляет 11 % от нарабатываемого объёма, применение пескоотделителей позволяет дополнительно удалить до 19–25 % породы. Таким образом, при использовании неутяжелённых буровых растворов эффективность двухступенчатой очистки в глинисто-песчаных отложениях может достигать 25–40 %. Включение в систему илоотделителя увеличивает возможности системы очистки до 60–65 %. Использование центрифуги, флокулянтов позволяет получить более высокие показатели. При этом обработка флокулянтами даёт хороший эффект только при ограниченной механической скорости, низких реологических характеристиках и малого содержания коллоидного компонента в исходном буровом растворе.

Наработка бурового раствора зависит не только от количества глинистой породы, попавшей в циркулирующий раствор, но и от её физико-химических свойств и минералогического состава. Глинистая порода имеет, как правило, меньший выход, чем глинопорошки, используемые для приготовления буровых растворов. Выход раствора можно уточнить в лабораторных условиях. Однако в случае, если такие данные отсутствуют, его можно принять равным $3 \div 5 \text{ м}^3/\text{т}$.

Для примера можно привести расчёт наработки бурового раствора при следующих условиях:

$D = 0,295 \text{ м}$; $H = 620 \text{ м}$; $k_k = 1,06$; объём выбуренной породы $V = 45 \text{ м}^3$; количество глинистой породы в разрезе колеблется от 35 до 50 %.

Таким образом, количество глины в выбуренной породе составляет $15,75 \div 22,5 \text{ м}^3$. При плотности глины 2500 кг/м^3 масса глины составляет $39,4 \div 56,3 \text{ т}$. При эффективности очистки 30 % масса глины, оставшейся в растворе, составит $27,6 \div 41,1 \text{ т}$. При выходе раствора из выбуренной глинистой породы $3 \div 5 \text{ м}^3/\text{т}$ наработка может составить $83 \div 206 \text{ м}^3$.

Как видно из примера, процесс наработки может быть значителен и представляет определённые трудности при промывке скважины.

Таким образом, с учётом наработки бурового раствора необходимо:

- 1) начать бурение, имея в ёмкостях $30 \div 40 \text{ м}^3$ обработанного раствора;
- 2) после начала бурения непрерывно добавлять подготовленные реагенты в циркулирующий буровой раствор через гидроворонку, не дожидаясь при этом

значительных изменений свойств раствора. В пресных буровых растворах в случае необходимости возможно разбавление их водой. Не следует опасаться при бурении в терригенном комплексе переработки раствора, так как это легко корректируется и менее опасно, чем недообработка;

3) при резком снижении реологических характеристик допускается обогащение циркулирующего бурового раствора глинопорошком (желательно использовать глинопорошки марки ПБМА или ПБМБ, а также их аналоги);

4) система очистки должна работать непрерывно.

Необходимо учитывать также, что в разрезе могут встречаться глинистые породы различного минералогического состава, например, каолиновые глины. В этом случае при сравнительно незначительном увеличении вязкости происходит рост плотности промывочной жидкости. При этом высокая дисперсность глинистых частиц не позволяет эффективно удалять их при помощи стандартных средств механической очистки. Рекомендуемый способ при этом заключается в разбавлении (заменой части раствора) порциями свежеприготовленной промывочной жидкости либо растворами реагентов (в зависимости от вязкостных свойств раствора). Необходимый объем для разбавления (по упрощенной методике) рассчитывается по формуле

$$V_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{р}} V_{\text{р}} - V_{\text{р}} \rho}{\rho - \rho_{\text{в}}}, \quad (2.13)$$

где $V_{\text{в}}$ – объем жидкости разбавления, м³;

$V_{\text{р}}$ – объем разбавляемого раствора, м³;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность разбавляемого раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность жидкости разбавления, кг/м³;

ρ – плотность раствора, которую необходимо получить после разбавления, кг/м³.

Аналогичная ситуация может наблюдаться также при бурении в карбонатных отложениях, особенно при использовании породоразрушающего инструмента преимущественно истирающего типа. При этом мелкодисперсная карбонатная фаза практически не принимает участие в процессах структурообразования, играя роль инертного наполнителя и утяжелителя бурового раствора. Одновременно снижается его рН и увеличивается показатель фильтрации. В этом случае основным методом обработки является замена части рабочего бурового раствора свежеприготовленным.

Одним из основных осложнений при бурении является *коагуляция раствора* при разбурировании ангидритосодержащих горизонтов, а также при кон-

такте бурового раствора с минерализованными кальциевыми пластовыми водами. Данные осложнения связаны, в основном, с поступлением в буровой раствор значительного количества ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые разрушающе действуют на большинство органических реагентов-стабилизаторов и изменяют структуру содержащихся в растворе глинистых частиц.

Внешне воздействие агрессивных ионов проявляется в росте реологических показателей буровых растворов, повышении показателя фильтрации и инертном поведении промывочной жидкости при обработке полимерными реагентами. При бурении с использованием высокостабилизированных полимерглинистых растворов в желобной системе может наблюдаться потеря характерного «блеска» поверхности циркулирующего агента.

Для предупреждения коагуляции бурового раствора рекомендуется, как правило, дополнительная обработка кальцинированной содой (Na_2CO_3) в количестве, зависящем от количества ионов кальция, перешедших в раствор. В случае возможности экспресс-определения концентрации ионов кальция необходимо использовать соотношение: для нейтрализации 200 мг/л Ca^{2+} необходим ввод 1 кг кальцинированной соды на 1 м³ бурового раствора. Если непрерывный контроль не представляется возможным, необходимо произвести расчёт количества ангидрита, попавшего в промывочную жидкость. Для этого производится расчёт количества выбуренной породы по формуле 2.10.

Количество ангидрита, попавшего в буровой раствор при циркуляции, вычисляется по формуле

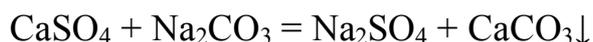
$$m = V \cdot C_a \cdot \rho_a \cdot k_o, \quad (2.14)$$

где C_a – удельное содержание ангидритов в породе в соответствии с минералогическим составом горных пород (по геологическим данным);

ρ_a – плотность ангидрита, 2 980 кг/м³;

k_o – коэффициент эффективности системы очистки (для расчётов можно принять при 30%-ной очистке бурового раствора от выбуренной породы $k_o = 0,7$).

Реакция осаждения кальция при этом выглядит следующим образом:



При этом 1 кг кальцинированной соды осаждает 1,283 кг сульфата кальция. Реакция идёт до конца, поэтому избыточного количества соды не требуется.

Недостатки:

1. Кальцинированная сода имеет высокое значение рН (рН концентрированного раствора составляет 11,2), что приводит к повышению рН бурового раствора. При повышенном содержании глинистой фазы это приводит к чрез-

мерному застудневанию бурового раствора. Рекомендуемый метод предупреждения такого поведения промывочной жидкости – опережающий ввод понизителя вязкости или/и понизителя рН (например, пирофосфата натрия и т. п.).

2. Накопление сульфата натрия приводит к значительному росту структурных характеристик (СНС). Рекомендуемый метод борьбы – опережающий ввод понизителя вязкости.

Аналогичный эффект при нейтрализации ионов кальция может достигаться также применением некоторых других реагентов, например, динатрий-фосфата (Na_2HPO_4), осаждающего 1,43 кг сульфата кальция на 1 кг реагента, или углекислого бария (BaCO_3), осаждающего 0,691 кг сульфата кальция на 1 кг реагента. Тем не менее, в настоящее время в России основным реагентом-нейтрализатором ионов кальция остаётся кальцинированная сода.

При большой толщине ангидритосодержащих пластов рекомендуется использовать реагенты – понизители фильтрации, нечувствительные к загрязнению кальцием. К таким реагентам относятся, в первую очередь, крахмальные реагенты, основным недостатком которых является их уязвимость к микробиологической деструкции. Использование крахмальных реагентов возможно либо при условии применения реагентов-биоцидов (бактерицидов), либо при высокой минерализации бурового раствора. В последнем случае биологическая деструкция замедляется, иногда в десятки раз. В меньшей степени стойкостью к кальциевой агрессии обладают некоторые эфиры целлюлозы (ОЭЦ, Сульфакелл, ГЭЦ, КМОЭЦ, полианионная целлюлоза). Низкая стойкость наблюдается у всех акриловых полимеров и КМЦ. Классической обработкой в условиях кальциевой агрессии считается комбинация «крахмальный реагент + лигносульфонат». Необходимо учитывать, что применение крахмала приводит к значительному снижению рН бурового раствора.

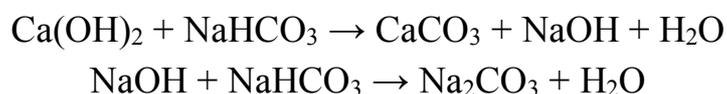
При малом количестве ангидрита его влияние на технологические свойства буровых растворов исчезающе мало. Особенно это заметно при использовании глинопорошков, модифицированных кальцинированной содой. В этом случае для нейтрализации ионов кальция может хватить содержащегося в глинопорошке реагента-модификатора.

Источником ионов кальция может также служить цемент, переходящий в раствор после разбуривания цементного стакана или цементного моста. В отличие от ангидритов, которые встречаются далеко не во всякой скважине, цемент попадает в раствор регулярно: при цементировании обсадных колонн, установке цементных мостов, проведении ремонтно-изоляционных и аварийных работ в скважине и так далее. Степень загрязнения различна – так, например, при ис-

пользовании достаточного объёма буферной жидкости при цементировании попадание цемента в промывочную жидкость минимально. В основном степень загрязнения бурового раствора зависит от количества разбуриваемого цемента и его состояния.

Отрицательное влияние цемента на буровые растворы, содержащие глинистую фазу, проявляется двояко: цемент является источником загрязнения бурового раствора кальцием и, обладая высокой щёлочностью, повышает pH промывочной системы. Необходимо учитывать, что кальций попадает в буровой раствор в основном в виде окиси кальция, которая при взаимодействии с водой образует свободную известь.

В практике бурения для обработки промывочной жидкости при избыточном содержании извести используется, как правило, бикарбонат натрия (NaHCO_3):



Расход бикарбоната натрия рассчитывается исходя из количества разбуриваемого цемента. В связи с тем, что цементный камень разрушается достаточно крупными кусками, расчёт может быть произведён исходя из 50%-ной эффективности систем очистки, 1 кг бикарбоната натрия достаточно для нейтрализации 1,1 кг цемента.

Необходимо учитывать, что pH бурового раствора после обработки бикарбонатом натрия стабилизируется, как правило, на уровне 9÷10. Кроме того, при предварительной обработке бурового раствора следует учесть, что бикарбонат натрия существует только при $\text{pH} \geq 8,3$. Обработка промывочной жидкости с pH больше 8,3 приводит к снижению концентрации кальция и снижению pH.

Аналогичное (дестабилизирующее) действие на буровые растворы оказывает хлорид натрия (каменная соль, галит). Необходимо при этом отметить, что растворимость хлорида натрия в воде на два порядка превосходит растворимость сульфата кальция в форме гипса (при 100 °С 39,8 и 0,24 % мас. соответственно) и ещё более, если сульфат кальция представлен ангидритом (0,169 % мас.). При использовании пресных промывочных систем это приводит к интенсивному кавернообразованию в пластах галита. Процесс растворения сульфата кальция усиливается в присутствии хлорида натрия, что приводит к повышению кавернозности сульфатно-галоидных отложений. Как показывает практика, объёмные размеры каверн при значительной толщине соленосных отложений могут достигать 200 м³ и более. Попадание большого количества

хлорида натрия в буровой раствор сопровождается рядом явлений, которые можно отнести как к отрицательным, так и положительным явлениям:

- интенсивное ингибирующее воздействие на глинистый материал, присутствующий как структурообразователь или в качестве выбуренной породы;

- изменение свойств полимерных реагентов, которое сопровождается уменьшением их эффективности;

- повышение плотности бурового раствора за счёт повышения минерализации и плотности водной фазы;

- снижение плотности в результате седиментации утяжелителя, особенно при его агрегатировании с глинистой фазой, которая в свою очередь может быть коагулирована под действием соли. Полученные новообразования практически инертны, имеют большой размер и непригодны к дальнейшему использованию. Необходимо учитывать также, что удержание утяжелителя практически невозможно при величине показателя фильтрации более $14 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$. (в случае, когда раствор находится в состоянии покоя, при спуско-подъёмных операциях и т. д.). Такое явление может привести к сложным аварийным ситуациям, особенно в условиях, когда под толщей соленосных отложений расположены нефтяные и/или газовые пласты, имеющие высокие градиенты пластового давления.

Основными методами предупреждения минеральной агрессии при вскрытии отложений галита значительной толщины является предварительный переход на соленасыщенную систему (с диспергированной или конденсированной фазой), обработанную солестойкими химическими реагентами (например, крахмальным реагентом и лигносульфонатами), или раствор на основе жидких углеводородов.

Некоторые рекомендации для обработки буровых растворов на водной основе представлены в Приложении 6.

Цель работы: изучение технологических приёмов регулирования свойств буровых растворов при различных загрязнениях

Исходные данные: конструкция скважины, механическая скорость бурения, проходка на долото, система механической очистки бурового раствора от выбуренной породы, объём циркуляционной системы, компонентный состав бурового раствора, время 1 цикла циркуляции, вещественный состав выбуренной породы.

Приборы и материалы

1. Приборы для оценки технологических свойств буровых растворов (ротационный вискозиметр, фильтр-пресс и другие).

2. Электронные весы.
3. Раствор метиленового синего.
4. Глинопорошок, утяжелитель, химические реагенты.
5. Выбуренная порода.

А. Технология регулирования свойств буровых растворов методом ВНИИКРнефть–НПО «Бурение»

Порядок работы

1. Приготовить буровой раствор в соответствии с заданием преподавателя, определить плотность (ρ_p), содержание коллоидной фазы (C_k) и реологические характеристики, занести полученные результаты в таблицу 2.4.

2. Определить объем нарабатываемого раствора Q_1 по формуле:

$$Q = V_{\text{мех}} \left[F(1 - E) \frac{K_n l (1 + bt) 100}{C_k} \right] T, \quad (2.15)$$

где $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/час;

F – площадь забоя скважины, м²;

E – степень очистки бурового раствора от выбуренной породы, доли %;

K_n – коэффициент коллоидальности породы. Если отсутствуют данные, то принимать $K_n = K$ глинопорошка;

C_k – содержание коллоидного компонента в буровом растворе, %;

l – эффективность влияния химических реагентов на коллоидальность глин [12, 15];

b – коэффициент влияния температуры на коллоидальность глин. При $t < 130$ °С $b = 0,000715$. При $t \geq 130$ °С $b = 0,00267$;

T – время одного цикла, час.

3. Определить массу выбуренной породы (M), зная плотность породы (ρ_n) по формуле:

$$M = \rho_n \cdot Q_1. \quad (2.16)$$

4. Зная объем циркулирующего раствора и массу выбуренной породы, определить количество модельного образца по формуле

$$C = \frac{M}{V^N + Q_1}. \quad (2.17)$$

5. При перемешивании добавить в буровой раствор расчётное количество глинистой породы и определить параметры (табл. 2.4).

6. Определить объём раствора, который следует удалить перед вторичной обработкой V_{om} :

$$V_{om} = V\{(C_2/C_1) - 1\}, \quad (2.18)$$

$$V = V^N + Q_1,$$

где C_1 – концентрация глинистой фазы в исходном растворе;

C_2 – концентрация глинистой фазы после наработки.

7. Определить расход воды и химических реагентов q_i , используя формулу:

$$q_i = V \cdot \{(2 - C_2/C_1)(C_2/C_1 - 1)\} C_i, \quad (2.19)$$

где C_i – оптимальное содержание i -го компонента в соответствии с рецептурой.

8. Провести необходимую обработку бурового раствора, определить и занести результаты в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты лабораторных исследований

Раствор	Состав раствора, г/л			Количество q_i , г/л			Параметры бурового раствора				
	Вода	Глина	Реагент	Вода	Глина	Реагент	C_k , г/л	ρ_p , кг/м ³	СНС 1/10, Па	ДНС, Па	ПВ, Па·с
Исходный				–	–	–					
После ввода шлама	–		–	–	–	–					
После обработки	–	–	–								

Б. Регулирование свойств бурового раствора упрощенным методом

Порядок работы

1) Приготовить буровой раствор в соответствии с заданием преподавателя, определить плотность (ρ_p), содержание коллоидной фазы (C_k) и реологические характеристики, занести полученные результаты в таблицу 2.5.

2) Определить объём выбуренной породы по формуле 2.12.

3) Обработать исходный раствор расчётным количеством породы, определить параметры и занести в таблицу 2.5.

4) Если выбуренная порода представлена глинистой фазой, определить по формуле 2.13 количество воды для разбавления, обработать раствор и определить параметры.

5) Если выбуренная порода представлена сульфатными породами, определить по формуле 2.14 содержание ангидрита в растворе и необходимое коли-

чество кальцинированной соды для нейтрализации избыточного количества ионов кальция. Обработать раствор и определить технологические свойства.

б) Если параметры не восстановились, то провести обработку химическими реагентами. При этом количество реагента M_i определяется из расчёта на дополнительный объём бурового раствора ΔV после добавки расчётного количества породы, воды и кальцинированной соды, то есть:

$$M_i = C_i \cdot \Delta V. \quad (2.20)$$

7) Определить параметры и занести в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты лабораторных исследований

Состав раствора	Порода, г/л	Обработка	Плотность, кг/м ³	УВ, с	Показатель фильтрации, см ³ /30мин.	СНС1/10, Па	pH
	–	–					

2.4 Исследование взаимосвязи содержания коллоидной фазы и реологических характеристик буровых растворов при вскрытии слаболитифицированных глин

Известно, что одной из основных проблем, связанной с бурением в слаболитифицированных активных, набухающих глинах, является налипание глинистых частиц на породоразрушающий инструмент (долото, расширитель), замки и муфты труб и образование так называемых «сальников». Это зачастую приводит к увеличению толкающих и тяговых нагрузок, росту момента при вращении буровой колонны, снижается эффективность разрушения горной породы, а вследствие этого и показатели работы долот.

Применение методик оценки загрязнения бурового раствора выбуренной породой с использованием реологических характеристик позволяет оперативно реагировать на изменяющиеся условия бурения, при этом поддерживая буровой раствор в оптимальном состоянии.

Реологические и структурно-механические параметры бурового раствора измеряются с применением ротационных вискозиметров (приборы внесены в Государственный реестр средств измерений, регистрационный номер 35936-07). Последние в настоящее время представлены преимущественно моделями производства Ofite и Fann (отечественный аналог – ВСН-3). Вискозиметры с прямыми показаниями – инструменты ротационного типа, приводимые в движение либо при помощи электродвигателя, либо вручную. Буровой раствор за-

ливается в кольцевое пространство между двумя концентрическими цилиндрами. Внешний цилиндр или роторная гильза (втулка) движется при постоянной скорости вращения – ротационной скорости. Вращение роторной втулки в жидкости вызывает вращающий момент на бобе (грузике) или внутреннем цилиндре. Вращательное движение внутреннего цилиндра сдерживается торсионной пружиной, а микромер, соединённый с внутренним цилиндром, показывает его перемещение. Константы инструмента подогнаны таким образом, что пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига получаются использованием показаний прибора при скоростях вращения роторной гильзы 600 и 300 об/мин. Процедура измерения пластической вязкости и динамического напряжения сдвига (ДНС) на приборах данного типа заключается в измерении угла поворота внутреннего цилиндра при вращении его в исследуемом буровом растворе со скоростью 600 и 300 об/мин. При этом величина пластической вязкости равна разнице между двумя этими показателями.

Важное значение в процессе контроля качества и уровня загрязнения буровых растворов имеет определение адсорбционной ёмкости бурового раствора, определяющее количество активных коллоидов, присутствующих в буровом растворе, и косвенно демонстрирующее концентрацию глинистой фазы в буровом растворе. Методика основана на адсорбировании метиленовой сини на глинистых частицах. Адсорбционная ёмкость бурового раствора в отношении метиленового синего служит показателем содержания реактивных глинистых компонентов (бентонит или буровой шлам). Определение этого показателя проводят по методу МВТ (methylene blue test – тест на адсорбцию метиленового синего). Адсорбционная ёмкость по методу МВТ даёт примерное представление о суммарной катионообменной ёмкости твёрдой фазы бурового раствора. Адсорбционная ёмкость не обязательно должна соответствовать фактической катионообменной ёмкости: обычно первая бывает немного меньше второй. Тест на адсорбционную ёмкость включает в себя добавление раствора метиленового синего к буровому раствору, обработанному перекисью водорода и 5N раствором серной кислоты. Метиленовый синий добавляют вплоть до момента насыщения, о наступлении которого свидетельствует образование «ореола красителя» вокруг капли твёрдой фазы на фильтровальной бумаге (рис. 2.1). В дополнение к глинистым компонентам буровые растворы нередко содержат другие вещества, также способные адсорбировать метиленовый синий. Предварительная обработка перекисью водорода с кислотой позволяет лишить этого свойства органические материалы, такие как лигносульфонаты, лигниты, целлюлозные полимеры, полиакрилаты и др.

На рисунке 2.1 изображена вариация распределения тестовых капель на листе фильтровальной бумаги, а также примеры ореолов. Ввод метиленовой сини может производиться не только по 1 мл, фактический объём определяется предполагаемым содержанием коллоидной фазы и для малоглинистых растворов обычно составляет 0,1 мл.

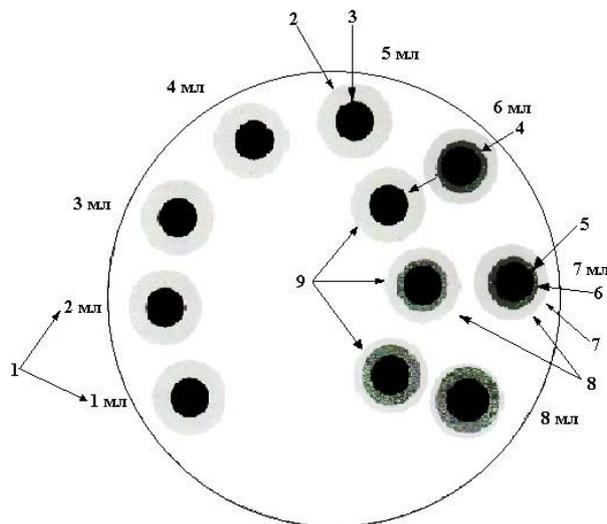


Рисунок 2.1 – Пример распределения тестовых капель на фильтровальной бумаге при определении адсорбционной ёмкости по методу МВТ

Количественное значение адсорбционной ёмкости по методу МВТ определяется по формуле:

$$[\text{МВТ}] = 7,125 \cdot V_{\text{м.с.}}, \quad (2.21),$$

где $[\text{МВТ}]$ – собственно величина адсорбционной ёмкости, $\text{кг}/\text{м}^3$,

$V_{\text{м.с.}}$ – объём метиленовой сини, пошедшей на титрование, мл

Методика контроля загрязнения бурового раствора выбуренной породой заключается в определении зависимости величины параметра его пластической вязкости от концентрации глинистой фазы в его составе.

В качестве примера представлен график, полученный при промышленных исследованиях, в котором ось O_x представляет значения концентрации коллоидной фазы; ось O_y – величину пластической вязкости. Испытания проводились для двух хлоркалиевых биополимерных безглинистых растворов одной рецептуры различной плотности с незначительной корректировкой концентрации химических реагентов.

Анализ результатов, представленных на графике, наглядно демонстрирует, что зависимость величины пластической вязкости (PV) от содержания в растворе глинистой фракции (МВТ) в рамках данных значений подчиняется закону линейной функции. Однако это справедливо только при минимальных значени-

ях содержания глинистой фазы, т. е. для «условно-безглинистых» растворов. Причём для разной концентрации химических реагентов различается угловой коэффициент, который при данных минимальных концентрациях глинистой фазы будет прямо пропорционален концентрации химических реагентов в буровом растворе, что дополнительно доказывает негативное влияние избыточной обработки бурового раствора химическими реагентами.

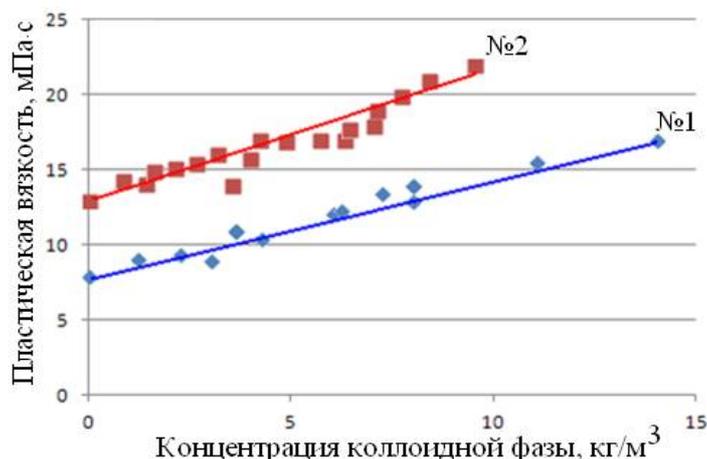


Рисунок 2.2 – Зависимость пластической вязкости от МВТ, полученная при промысловых исследованиях

Таким образом, вернувшись к вышеуказанной зависимости, можно прийти к следующей функции:

$$y = kx + b, \quad (2.22)$$

которая применительно к рассматриваемой ситуации примет вид:

$$PV = [МВТ] \cdot k + PV_0, \quad (2.23),$$

где PV – величина пластической вязкости в мПа·с,

$[МВТ]$ – значение параметра адсорбционно-обменной ёмкости бурового раствора, выраженное в кг/м³ неорганических коллоидов, содержащихся в растворе (глинистая фракция),

PV_0 – величина пластической вязкости в (мПа·с) свежего раствора без глинистой фазы, измеренная при циркуляции после усреднения и стабилизации параметров бурового раствора до начала бурения,

k – коэффициент, определяющий степень роста параметра пластической вязкости в процессе загрязнения бурового раствора глинистой фазой, т. е. на изменение пластической вязкости бурового раствора при увеличении содержания глинистой фазы на 1 кг/м³.

Исходя из указанной выше формулы, коэффициент k можно легко выразить как

$$k = (PV - PV_0)/[\text{МВТ}], \quad (2.24)$$

где PV и $[\text{МВТ}]$ – средние величины пластической вязкости в $\text{мПа}\cdot\text{с}$ и адсорбционно-обменной ёмкости бурового раствора, выраженные в $\text{кг}/\text{м}^3$ для рассматриваемой серии замеров.

Определение данного коэффициента с использованием нескольких первых замеров технологических свойств бурового раствора позволит в будущем судить о степени наработки бурового раствора в процессе углубления в интервалах, представленных слаболитифицированными породами, при условии сохранения концентрации химических реагентов в буровом растворе на оптимальном уровне. На основании вышеизложенного рекомендуется использовать при бурении в слаболитифицированных глинистых породах исключительно растворы, которые можно условно принять за безглинистые, либо в ряде случаев малоглинистые системы, не допуская значительного перехода их состояния в инкубационный участок, который в большой степени может означать излишнее загрязнение бурового раствора коллоидной фазой. Применение же описанной методики позволяет удерживать буровой раствор в стабильном состоянии при минимальных затратах времени с высокой точностью прогнозирования состояния промывочной жидкости.

Применение вышеизложенной методики позволяет осуществлять управление качеством бурового раствора в процессе бурения скважины с целью поддержания стабильности и общего качества системы при минимизации рисков возникновения аварий и осложнений.

Методика, приборы и материалы для проведения исследований

Настоящая методика предназначена для определения значения параметра пластической вязкости «условно-безглинистого» бурового раствора, соответствующего переходу его состояния к интенсивному гелеобразованию.

Сущность метода заключается в определении зависимости изменения величины пластической вязкости в процессе увеличения концентрации коллоидной фазы.

Методика не применима к буровым растворам с повышенным содержанием глинистой фазы и рассчитана на водные системы с содержанием глины в пределах до $15 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Испытание проводится с использованием приготовленного по заданному рецепту безглинистого бурового раствора на водной основе, подвергающегося искусственному увеличению концентрации глинистой фазы. На основании измерений выводится коэффициент, определяющий темп загрязнения раствора,

позволяющий определить величину «критического» значения пластической вязкости системы, характеризующегося увеличением адгезионных свойств.

Приведённая методика может использоваться в большинстве современных «условно-безглинистых» буровых растворов на водной основе.

Методика проста в исполнении и применима как в лабораторных, так и в промысловых условиях.

Для проведения исследований используются следующие лабораторные приборы и реактивы:

1. Вискозиметр ротационный.
2. Весы лабораторные.
3. Колба коническая, 250 мл.
4. Бумага фильтровальная.
5. Стеклянная палочка.
6. Метиленовая синь.
7. Вода дистиллированная.
8. Перекись водорода.
9. Кислота серная 5N.

Порядок проведения исследований

1. Приготовить буровой раствор заданной рецептуры (по заданию преподавателя).

2. После тщательного перемешивания произвести замер пластической вязкости свежеприготовленного раствора.

3. Добавить к буровому раствору глиноматериал (глинистый шлам или немодифицированный глинопоршок) в количестве от 3 до 7 г/л.

4. Перемешивать полученный раствор с целью диспергирования глиноматериала в состав системы (время перемешивания зависит от времени цикла промывки).

5. Произвести замер пластической вязкости бурового раствора, содержащего глинистую фазу.

6. Вычислить «коэффициент загрязнения раствора» k , используя уравнение

$$k = (PV - PV_0) / [MBT].$$

7. Определить критическое значение параметра пластической вязкости по формуле

$$PV_{кр.} = k \cdot 15 + PV_0.$$

Обработка результатов

Полученные результаты заносятся в таблицу 2.6, на их основании строится график зависимости пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы для заданного бурового раствора.

Таблица 2.6 – Результаты лабораторных исследований

№	Состав бурового раствора	PV_0	Масса глиноматериала, г	МВТ, кг/м ³	PV	k	$PV_{кр}$
1.							

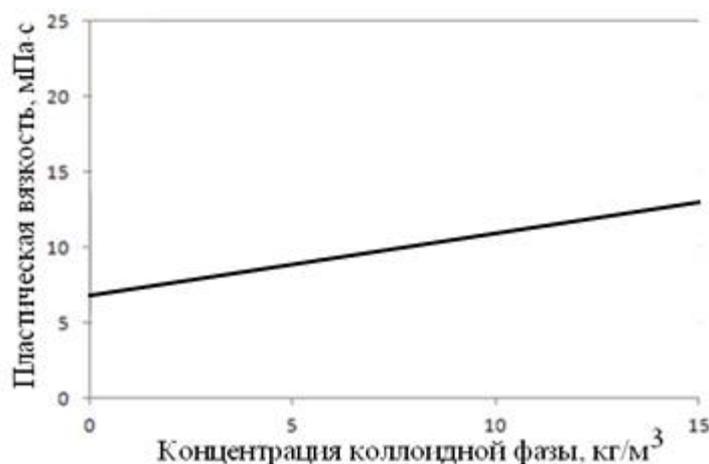


Рисунок 2.3 – Пример результирующего графика.

Библиографический список

1. Адсорбционная ёмкость по методу МВТ метиленовым синим. Инструкция от 30.04.2003 г. OFI Testing equipment Inc.
2. Ахмадеев, Р. Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – М. : Недра, 1981. – 152 с.
3. Булатов, А. И. Справочник инженера по бурению : в 4-х т. Т. 1 / А. И. Булатов, А. Г. Аветисов. – М. : Недра, 1995. – 321 с.
4. Булатов, А. И. Справочник инженера по бурению. В 4-х т. Т. 2 / А. И. Булатов, А. Г. Аветисов. – М. : Недра, 1995. – 273 с.
5. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учеб. пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
6. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли ; пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 509 с.
7. Дедусенко, Г. Я. Буровые растворы с низким содержанием твёрдой фазы / Г. Я. Дедусенко, В. И. Иванников, М. И. Липкес. – М. : Недра, 1985. – 160 с.

8. Кистер, Э. Г. Химическая обработка буровых растворов / Э. Г. Кистер. – М. : Недра, 1976. – 520 с.
9. Лютиков, К. В. К вопросу выбора оптимальных структурно-механических характеристик бурового раствора при проектировании программы промывки для строительства скважин в интервалах слаболитифицированных пород / К. В. Лютиков // Труды VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» в рамках III Всероссийского молодёжного форума «Нефтегазовое и горное дело». – Пермь, 2014.
10. MI-SWACO. Руководство по буровым растворам для инженеров технологов. – Режим доступа : www.twirpx.com.
11. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – М. : Недра, 1979. – 301 с.
12. Резниченко, И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И. Н. Резниченко. – М. : Недра, 1982. – 230 с.
13. РД-39-82. Комплекс реологических критериев для оценки технологических свойств бурового раствора. – ВНИИБТ. – 45 с.
14. Руководство по эксплуатации ротационных вискозиметров OFITE модификации 800, 900 от 31.08.2007 г. OFI Testing equipment Inc.
15. Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов / В. И. Рябченко. – М. : Недра, 1990. – 142 с.
16. Пеньков, А. И. Контроль реологических свойств буровых растворов по показателям «К» и «п» / А. И. Пеньков, А. И. Острягин // Сб. науч. тр. : Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола. – Краснодар : Бурение, 1998. – С. 16–21.
17. Справочник инженера по бурению / под ред. В. И. Мищевича, Н. А. Сидорова. – М. : Недра, 1973. – 376 с.
18. Токунов, В. И. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В. И. Токунов, И. Б. Хейфец. – М. : Недра, 1982. – 268 с.
19. Уляшева, Н. М. Технология полимерных буровых растворов : учеб. пособие для вузов / Н. М. Уляшева. – Ухта : Ухтанефтегазгеология, 1992. – 92 с.
20. Уляшева, Н. М. Технология буровых промывочных жидкостей : учеб. пособие для вузов / Н. М. Уляшева. – Ухта, 2008. – 164 с.
21. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / под ред. А. И. Пенькова. – Волгоград : ИКФ, 2000. – 240 с.
22. Шептала, Н. Е. Руководство по физико-химическому анализу глинистых растворов, глин, утяжелителей и реагентов / Н. Е. Шептала. – М. : Недра, 1974. – 152 с.

3. Физико-химические методы борьбы с осложнениями

Как показывает анализ результатов строительства нефтяных и газовых скважин, значительные материальные и временные затраты приходится на предупреждение геологических осложнений и борьбу с их последствиями.

К геологическим осложнениям относят нарушения технологического цикла углубления скважин, обусловленные горно-техническими особенностями месторождения. К ним относятся поглощения буровых жидкостей, нарушение устойчивости стенок скважин, прихваты бурильных и обсадных колонн, желобообразование, нефтегазоводопроявление и самопроизвольное искривление оси скважины.

На интенсивность проявления некоторых из перечисленных осложнений значительное влияние оказывает состав буровых жидкостей, в среде которых осуществляется углубление скважин, и физико-химические процессы, которые при этом имеют место. В наибольшей степени это относится к процессам проявления горного давления в глинистых породах, прилипания бурильного инструмента и обсадных колонн, образования сальников на долоте, а также в ряде случаев фильтрационным процессам в высокопроницаемых горных породах.

Стабильность стенок скважин

Бурение скважин сопровождается нарушением естественного состояния горных пород. Неизбежным следствием этого являются различные проявления горного давления, в том числе потеря устойчивости стенок скважины, которая может проявляться в виде выдавливания мягких пластичных пород, разрушения твёрдых хрупких пород, осыпания и обваливания литифицированных глинистых разностей (глинистых сланцев, аргиллитов, мергелей).

Потеря устойчивости и разрушение стенок скважины могут возникнуть при достижении предельного состояния прочности горных пород. При этом может происходить хрупкое разрушение или пластическое течение. При постоянном напряжённом состоянии горных пород в скважине, близком к предельному, на устойчивость стенок существенное влияние оказывает режим работы скважины. Например, колебания температуры при циркуляции раствора и её остановках. Циклическое нагревание и охлаждение даже при небольших амплитудах может привести к усталостным термонапряжениям на стенках скважины. Аналогичные явления возникают и при колебаниях гидродинамического давления в скважине. Скорость и степень уменьшения длительной прочности породы зависят от амплитуды этих колебаний. Длительная прочность горных пород в скважине считается достаточной, если текущая во времени прочность составляет 85–95 % первоначальной.

Естественно, длительность сохранения устойчивости горных пород зависит от физико-механических свойств, минералогического состава, структуры и текстуры горной породы. Стратиграфические разрезы месторождений обычно представляют чередование горных пород с различными физико-химическими и механическими свойствами. С увеличением глубины меняются не только физические свойства пород (твёрдость, пластичность, упругость, плотность и т. п.), но происходят и химические превращения (например, гипс переходит в ангидрит, суглинки, уплотняясь, – в аргиллиты). Среди осадочных пород, подлежащих разбуриванию, встречаются породы с различными физико-химическими свойствами – от мягких, хорошо смачивающихся, гидрофильных, до твёрдых, более гидрофобных.

Анализ результатов промысловых исследований показал, что образование каверн чаще всего наблюдается в глинистых отложениях, т. е. в наиболее распространённой осадочной породе. Из общего объёма осадочных пород на долю глинистых минералов приходится около 80 %. Поэтому характеристика этой породы представляет наибольший интерес.

Практика бурения показала, что осыпи и обвалы имеют место преимущественно в глинистых породах более высокой степени литификации, вытекание – в солях и пластичных глинах. Если осыпи и обвалы увеличивают диаметр скважины, то вытекание (или пластическое течение) сопровождается сужением и повышается по мере возрастания вертикальной глубины скважины. Таким образом, важную роль в увеличении длительности устойчивого состояния играет перепад давления между гидростатическим давлением, обусловленным плотностью бурового раствора, и поровым.

В глинистых породах при определённых условиях около скважины может образоваться защитная оболочка или зона динамического равновесия с влажностью, соответствующей 3–4-м значениям энергетического параметра n . Прочность породы при такой влажности ещё достаточно высокая. В то же время в этой области могут протекать осмотические (обратный осмос) и ионообменные (дегидратация) процессы, которые способствуют переводу слабосвязанной воды в прочносвязанную.

По характеру поведения глинистые отложения можно разделить (по одной из классификаций) на 4 группы:

- устойчивые породы (алевролиты);
- набухающие, высокопластичные и диспергирующие в буровых растворах глины;
- хрупкие, осыпающиеся и обваливающиеся глинистые сланцы;
- сильно увлажнённые глины с пропластками солей.

Пластическое течение может возникнуть в нелитифицированных глинах. При этом угол внутреннего трения равен 0, т. е. они претерпевают пластическую деформацию, как только напряжение сдвига превысит их прочность сцепления. Пластическое течение может происходить в вязких увлажнённых глинах даже в том случае, если напряжение в них не превышает предела текучести. Пластические деформации усугубляются набуханием таких глин, если используется пресный буровой раствор.

В тех случаях, когда глинистые отложения уплотняются под действием веса вышележащих горных пород, снижается их влажность, т. к. отжимается не только свободная поровая вода, но и адсорбированная. При вскрытии обезвоженных глинистых сланцев происходит впитывание воды из бурового раствора, адсорбция её на поверхности и набухание. Одной из причин гидратации таких отложений является капиллярное всасывание, за которым следуют осмотические процессы. Развивающееся давление вызывает увеличение радиального растягивающего напряжения до уровня, превышающего предел текучести, что приводит к дестабилизации ствола. В зависимости от минералогического состава такие породы могут претерпевать либо пластические деформации, либо хрупкое разрушение в литифицированных глинах.

Литифицированные глинистые сланцы (сланцеватое строение имеют и аржиллиты, и мергель) встречаются в более древних формациях и не содержат монтмориллониты. Во многих сланцах имеются следы трещин, микротрещины, плоскости скольжения, перемятость, т. е. породы представляют собой куски и частицы, не имеющие заметной механической связи. Поэтому зачастую их механическая прочность обусловлена силами трения. При вскрытии таких пород увлажнение может происходить под действием различных факторов: гидродинамической фильтрации (порода проницаема), капиллярного всасывания при обезвоживании сланца, под действием осмотического массопереноса, если имеется свободная или рыхлосвязанная вода. В результате такой гидратации на поверхности слоёв, микро- и макротрещин формируется гидратная оболочка, снижающая силы межмолекулярного взаимодействия и силы трения. Расклинивающее давление гидратных слоёв может превысить предел текучести горной породы и вызвать нарушение стабильности сланцев. Как правило, обваливающаяся и осыпающаяся порода представляет собой обломки, размеры которых в большей степени зависят от системы микротрещин и слоистости. Литифицированные глины относятся к ненабухающим породам.

Как было сказано выше, причиной нарушения устойчивости стенок скважины, представленных глинистыми породами, является действие горного и по-

рового давления, гидродинамических воздействий, тектонических сил и физико-химических процессов. О горном давлении было сказано выше.

Поровое давление – это давление флюида в замкнутых порах, которое при недостаточном давлении столба бурового раствора стремится вызвать падение обломков породы в скважину, особенно, если горная порода является относительно непроницаемой. Тектонические силы проявляются в результате напряжений, возникающих при деформации пласта (складкообразование, сбросы, сдвиги, надвиги и т. д.). Эти напряжения достаточно быстро разгружаются в пластичных породах, но накапливаются в хрупких.

Рассмотрим возможные физико-химические процессы в глинистых породах при контактировании с водными растворами.

Набухание и диспергирование глин

Известно, что отдельные элементарные слои глинистых минералов собраны в пакеты. В пакете между слоями действуют межмолекулярные силы притяжения, препятствующие самопроизвольному распаду пакета на отдельные элементарные слои.

В воздушно-сухом состоянии глины содержат небольшое количество воды, молекулы которой располагаются в пакетах в межплоскостных пространствах. При повышении влажности или при попадании глинистых частиц в воду происходит их гидратация, т. е. проникновение молекул воды в промежутки между слоями (чешуйками) и образование дополнительных слоёв воды. В результате расклинивающего давления воды увеличивается расстояние между элементарными слоями, объём каждого пакета и, соответственно, объём всей массы глины. Этот процесс называется *набуханием*.

Способность к гидратации и набуханию зависит от минералогического состава глины и вида обменных катионов. В наибольшей степени гидратируют бентонитовые глины, в наименьшей степени – каолинитовые. В свою очередь, набухание бентонитовых глин зависит от вида обменных катионов. Это влияние наблюдается уже на количестве межплоскостной воды при изменении обменного комплекса. Наибольшее количество воды при этом отмечается для магниевого и алюминиевого бентонита, наименьшее – для кальциевых и калиевых форм. Причём снижение потери воды для кальциевого бентонита объясняется положительной гидратацией катиона кальция и переходом молекул воды в прочносвязанное состояние, а для калиевого бентонита – с уменьшением количества воды в связи со спецификой отрицательно гидратирующего иона калия. Таким образом, кальциевые и калиевые бентониты гидратируют и набухают менее интенсивно, чем натриевые.

Снижение гидратации и набухания каолинистых и гидрослюдистых глин связано с жёсткостью кристаллической решётки. Наличие водородной связи в каолините существенно затрудняет механическое и физико-химическое разделение пакета на элементарные слои. Мостиковая связь посредством катиона калия и отсутствие межслоевой воды в гидрослюдистых глинах также снижают их возможность к гидратации и набуханию.

В глинистых породах набухание связано с расклинивающим воздействием гидратных слоёв, образующихся вокруг частиц в результате действия двух механизмов. Первый механизм – поверхностная гидратация – кристаллическое набухание. Второй механизм обусловлен осмотическими процессами при контакте глинистых пород с водными растворами – осмотическое набухание. Гидратированные частицы раздвигаются и увеличивают объём системы. При этом ослабляется сцепление между частицами глины, прочность уменьшается и порода размокает. Если глинистая порода представлена минералами с подвижной кристаллической решёткой (монтмориллонит, вермикуллит), то происходит гидратация базальных поверхностей внутри пакета, что обуславливает внутрикристаллическое набухание, которое намного выше, чем поверхностное у минералов с жёсткой кристаллической решёткой.

Гидратация и набухание глинистых частиц играет важную роль в процессах диспергирования, а следовательно, для сохранения устойчивости стенок скважины. Таким образом, при разбуривании глинистых пород, содержащих монтмориллонит, выбуренная порода легко диспергирует при движении обломков по затрубному пространству. В результате этого выбуренная глинистая порода становится активной частью бурового раствора, изменяя не только технологические параметры, но и, в конечном итоге, показатели работы долота.

Состояние глинистых пород на стенках скважины также будет зависеть от соотношения степени набухания и величины сил связи и пластичности породы. При значительном набухании и довольно жёсткой структуре глинистых пород может быть растрескивание, расслоение и осыпание пород с образованием каверн, а при достаточных силах связи и высоких пластических свойствах при той же набухаемости возможно выпучивание породы и сужение ствола.

Осмотический массоперенос

Осмотический влагоперенос возможен не только в набухающих глинах, где разность концентраций ионов в межплоскостном пространстве и буровом растворе вызывает набухание породы, но и в литифицированных породах (глинистый сланец, аргиллит, мергель). Основными условиями протекания этого процесса является наличие в поровом пространстве свободной или слабосвя-

занной воды, а также полупроницаемой мембраны. При этом развивается осмотическое давление, вызывающее либо набухание или разрушение, либо усадку.

Можно с очевидностью утверждать, что любое повышение минерализации бурового раствора снижает интенсивность осмотического влагопереноса, а в присутствии полимерного реагента скорость гидратации уменьшается.

Капиллярный влагоперенос

Учитывая наличие у глин развитой системы микротрещин (трещиноватость может достигать 20 %), можно предположить возможность капиллярных процессов.

Что касается размера пор и каналов породы, следует отметить, что поступление жидкости в некоторые капиллярные и субкапиллярные каналы пласта может быть значительным, если величина избыточного давления будет превышать величину капиллярного давления жидкости в этих отверстиях. При смачивании пористых тел в порах возникает заметное капиллярное давление. Капиллярные процессы связаны со смачиваемостью пород, поэтому они могут иметь место в сухих и слабоувлажнённых глинах. Капиллярное всасывание фильтрата бурового раствора приводит к возникновению дополнительного расклинивающего давления, вызванного поверхностными силами, а также уменьшает силы сцепления в горной породе. Капиллярные процессы и связанное с ним увлажнение пород, могут оказаться причиной в дальнейшем диффузионно-осмотических перетоков.

3.1 Исследование кинетики набухания глинистых пород

Существующие методы оценки характера взаимодействия буровых растворов с глинистой породой базируются на исследовании процесса гидратации по коэффициентам набухания, размокания и скорости увлажнения. Как отмечено выше, широкое распространение получил метод К. Ф. Жигача и А. Н. Ярова, учитывающий начальную пористость образца и объем иммобилизованной жидкости и оценивающий набухание по следующим показателям: коэффициент набухания K , степень набухания $K_1 = K + 1$, коэффициент поглощения жидкости K_2 , мл/г. Степень набухания K_1 показывает, во сколько раз увеличивается объём сухих частиц дисперсоида, а коэффициент K_2 – сколько жидкости набухания связывает 1 г дисперсоида (глины).

Дальнейшее развитие этот метод получил в работах В. Д. Городнова [7], давшего аналитическое решение оценки набухания и исследовавшего в огромном диапазоне и сочетаниях набухания глин в различных электролитах, хими-

ческих реагентах, температурах, давлениях; он ввёл понятия периода набухания τ и средней скорости набухания w_{cp} , определяемой как отношение K_2/T_1 , т. е. отражающей количество жидкости, поглощённой 1 г глины за единицу времени в среднем за весь период набухания.

Большинство исследователей, модернизируя приборы и условия эксперимента, в конечном итоге определяют основные показатели набухания K , K_1 , K_2 по методу К. Ф. Жигача и А. Н. Ярова.

К. Ф. Паус и Р. Г. Ахмадеев производили исследование степени набухания по методике А. В. Васильева с использованием приборов, разработанных К. Ф. Жигачом и А. Н. Яровым, на глинистых образцах, приготовленных в специальной фильтровальной камере. Оценку характера физико-химического воздействия различных жидкостей на глинистые породы проводили по давлению набухания и коэффициенту, количественно отражающему кинетику размокания – разрушения модельных образцов в водных растворах веществ [7].

В. Л. Михеев [12] разработал систему показателей, в которую входит и коэффициент набухания K_n :

$$K_n = (m_w/p) \cdot 100 \%, \quad (3.1)$$

где m_w – количество влаги, ушедшей на гидратацию глины;
 p – объёмная плотность глинистых частиц образца.

А. И. Ламбия и У. М. Куралов [12] производят оценку физико-химического состояния глин при взаимодействии с жидкостями по количеству максимально поглощённой жидкости K_2 , определяемой по методике А. Ф. Лебедева, по которой количество связанной воды устанавливается высушиванием навески образца, из которого предварительно удаляется свободная вода. Определяя величину K_2 графоаналитическим методом А. Н. Ярова – В. Д. Городнова в растворах высокомолекулярного вещества, размеры молекул которых соизмеримы с размерами пор образца, они установили, что при поверхностном плёнокообразовании и кольматации устьев пор зависимость объёма набухания от степени уплотнения образца становится нелинейной. Для оценки физико-химического состояния и выбора оптимального состава бурового раствора указанные авторы использовали обобщённый показатель устойчивости В. Д. Городнова.

Исследования взаимодействия растворов реагентов с образцами глинистых пород проводились также О. К. Ангелопуло на приборе, названном трубчатый измерителем набухания. При этом измерялись величина, характеризующая набухание или усадку образца, глубина проникновения жидкости в породу и количество влаги, впитавшейся в образец. В ряде случаев по-

сле полной пропитки отбирали и анализировали пробы жидкости, прошедшей через образец. Устанавливали также состав поровой (интермицелярной) жидкости на определённой стадии пропитки столбика глины.

Результаты исследований выражали через коэффициент скорости пропитки K_{cn} , являющийся функцией времени пропитки и глубины проникновения жидкости.

Исследование процесса набухания глин как одного из важнейших факторов в оценке устойчивости глинистых пород широко применяется в зарубежной практике бурения при выборе состава буровых растворов и разработке программ бурения. Исследуются, как правило, природные глины, отобранные из бурящихся скважин. Предусматривается комплексный подход к классификации глин по минеральному составу с помощью рентгеноструктурного и химического анализов, измерения набухания по величинам увлажнения, диспергирования глинистых частиц методом исследования их размера, времени капиллярного всасывания или фильтрации (ВКВ), индекса устойчивости сланцев (ИУС, SSI), учитывающего и набухание, и изменение прочности увлажнённого образца по величине углубления пенетрометра [1].

Оценка характера взаимодействия глин с буровыми растворами и их моделями по коэффициентам набухания глины сама по себе не позволяет однозначно судить об устойчивости глинистых пород на стенке скважины. Эти коэффициенты позволяют понять механизм взаимодействия бурового раствора с глиной и качественно оценить интенсивность и направленность процесса.

На основании экспериментальных работ и анализа практики бурения в неустойчивых глинистых отложениях В. Д. Городнов пришёл к выводу, что устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми породами, в значительной мере определяется показателями набухания, величинами структурно-адсорбционных деформаций и предельного сдвига p_m образующихся систем «глина – жидкость» и другими факторами. Чем меньше степень набухания, его скорость и величина Δv и чем больше период набухания и величина p_m глинистой породы в водном растворе реагента по отношению к показателям в дистиллированной воде, тем более устойчива будет глинистая порода при контактировании с промывочной жидкостью на водной основе, содержащей эти реагенты такой же концентрации. Системы, снижающие величины K_2 , w_{cp} и Δv и повышающие величины τ и p_m системы «глина – жидкость», по сравнению с показателями в воде, положительно влияют на устойчивость глинистых пород.

В качестве показателя оценки влияния растворов на устойчивость глинистых пород А. И. Пеньков и А. А. Пенжоян предложили использовать увлаж-

няющую способность растворов, комплексно учитывающую, с их точки зрения, влияние капиллярной пропитки, диффузии, осмотического массопереноса, ионного и полимерного ингибирования на процесс гидратации и диспергирования глинистых пород по начальной скорости увлажнения v_0 , %/час. В результате обработки экспериментальных данных получено уравнение, характеризующее связь между скоростью увлажнения v , начальной скоростью v_0 и временем увлажнения τ_y .

В качестве показателя для оценки влияния растворов на устойчивость глинистых пород используют начальную скорость увлажнения [2]:

$$v_0 = v/T^b, \quad (3.2)$$

где $b = -0,348$ – коэффициент, не зависящий от среды.

Оценка ингибирующей способности раствора по критерию начальной скорости увлажнения и деформации глинистых образцов практически не отличается от ранее рассмотренных – та же зависимость увеличения деформации от скорости увлажнения и, главным образом, от способности реагентов-стабилизаторов отдавать свободную воду.

Анализ рассмотренных методов оценки ингибирующей способности буровых растворов показывает, что все они основаны на измерении деформаций глинистого образца, объёмного или линейного набухания, диспергирования, прочности структуры в зависимости от количества и скорости поглощения жидкости из среды взаимодействия. По изменению этих показателей даётся оценка степени влияния того или иного раствора на интенсивность гидратационных процессов, определяется состав раствора, при котором это влияние уменьшается.

В последнее время для определения основных технико-технологических характеристик буровых растворов и оценки их влияния на физико-химические процессы получило оборудование зарубежного производства. С точки зрения оценки влияния буровых растворов на устойчивость глинистых пород наибольший интерес представляет тестер продольного набухания в динамическом режиме с компактором фирмы OFITE (рис. 3.1). С помощью тестера продольного набухания можно выполнять исследования взаимодействия между буровым раствором, находящимся в движении, и пробами пород. Тестер оснащён несколькими измерительными ячейками. Исследуемая проба подвергается воздействию бурового раствора, циркулирующего вокруг образца. Дифференциальный датчик продольного удлинения измеряет расширение пробы в вертикальном направлении с интервалом 1 минута с

точностью 0,1 %. График изменения удлинения глинистых образцов во времени выводится на экран монитора.

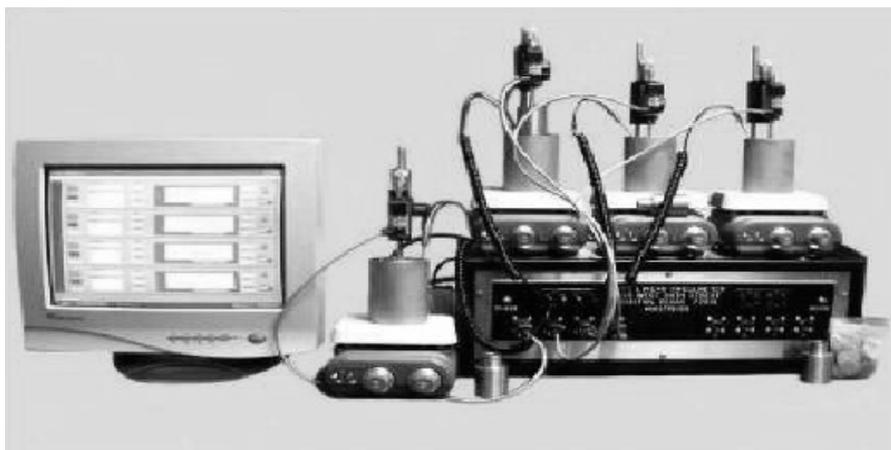


Рисунок 3.1 – Тестер продольного набухания в динамическом режиме

Многоканальный измеритель линейного набухания в динамическом режиме оснащается несколькими измерительными головками для одновременного исследования до восьми проб керна или проб буровых растворов. Проба неорганического вещества, сланцевой глины, керна, выбуренной породы, неочищенного бентонита подвергается воздействию бурового раствора, циркулирующего вокруг образца. Дифференциальный датчик продольного удлинения (ДППУ) измеряет расширение пробы в вертикальном направлении с точностью до 0,1 %, и эта информация затем сохраняется как временная функция через систему обработки информации. С помощью гидравлического компактора образцы неорганических пород спрессовывают в брикет для помещения его в ячейку и последующего исследования.

Оборудование и материалы

1. Тестер продольного набухания в динамическом режиме (рис. 3.1).
2. Компактор фирмы OFITE (рис. 3.2).
3. Фильтр-пресс.
4. Весы электронные.
5. Химические реагенты.
6. Бентонитовый глинопорошок или предварительно размолотая глинистая порода.

Подготовка образцов к испытанию

Для изготовления образцов использовать немодифицированный бентонит (имитатор монтмориллонитовых разностей) или глинистую породу, предварительно размолотую.

Из глинистого материала изготовить брикеты, полученные сжатием на компакторе (рис. 3.2) при давлении 6 000 пси (420 кг/см^3) в течение 30 минут. Компактор сжимает пробу в брикет таким образом, чтобы можно было измерить расширение. Сжатие брикетов происходит за счёт прессы, который приводится в движение ручным насосом, подающим масло в пресс.



Рисунок 3.2 – Компактор для прессования образца в брикет

Порядок работы

1. Собрать цилиндр прибора в соответствии с рисунком Приложения 8.
2. Собрать основные узлы устройства в соответствии с рисунком Приложения 8.
3. Подстроить высоту головки блока так, чтобы между нижней частью гайки на шпинделе и корпусом дифференциального датчика удлинения, при отсутствии подложки для пробы, установленной в цилиндр, образовался небольшой зазор (примерно 5 мм).
3. Подключить шнуры преобразователя сначала к ДДПУ, а затем в гнезда 1–4 Тестера.
4. Подключить магнитные мешалки в электрические гнёзда, расположенные на задней поверхности прибора.
5. Компьютерную систему управления подключить к устройству.
6. Включить Тестер. Выключатели первых четырёх проб находятся слева, а проб 5–8 – справа на задней поверхности прибора.
7. Включить компьютер и запустить программу SWELLMETER II. Ввести имя файла для данных каждого канала, используя буквы и числа. После этого внести информацию о флюиде в поле Header.

8. Поместить полностью собранный пустой цилиндр на магнитную мешалку так, чтобы шпиндель ДДПУ оказался на верхней поверхности штатива.

9. Нажать на кнопку Zero на экране монитора. Необходимо, чтобы начальные значения в поле Delta были близки к нулю.

10. Поместить спрессованный брикет пробы в ячейку для брикета и установить сверху на пробу штатив. Поставить цилиндр на магнитный смеситель, установив шпиндель ДДПУ сверху на штатив. Число в поле Delta показывает толщину брикета.

11. Нажать кнопку Start на панели монитора.

12. Подать исследуемый буровой раствор в цилиндр через отверстие в заглушке. Поместить термопару в отверстие в заглушке.

13. При необходимости магнитную мешалку можно включить на нагрев.

14. Монитор в режиме реального времени отображает температуру и изменение линейного расширения образца.

15. После завершения анализа извлечь пробы из цилиндров, сфотографировать и описать их состояние.

16. С помощью шаблона Form построить графики, в соответствии с полученными данными. Порядок построения диаграмм представлен в Приложении 8.

17. Полученные графики распечатать и представить вместе с фотографиями образцов в отчёте по лабораторным работам. Сделать соответствующие выводы.

3.2 Исследование скорости увлажнения глинистых пород (по методике И. В. Ивениной)

Методика предназначена для испытания устойчивости глинистых пород различной степени литификации к гидратирующему действию растворов, отличающихся по качественному и количественному составу. Сущность метода оценки скорости увлажнения глинистых образцов заключается в оказании точечного одноосного давления на образец породы в среде испытываемого бурового раствора.

Методика не применима в отношении глинистых пород, содержащих крупнообломочные, не подвергающиеся гидратационному разрушению включения диаметром более 3 мм, пород с высокой степенью увлажнённости, а также пород в мёрзлом состоянии.

Общая характеристика

1. Испытания проводятся со специально подготовленными образцами породы до частичного увлажнения, приводящего к погружению нагруженного индентора. На основании измерений выводится коэффициент скорости увлажне-

ния K_c , который и служит критерием интенсивности увлажнения образца породы. В качестве испытуемого образца может также использоваться керновый материал, не подвергавшийся ранее воздействию какой-либо технической жидкости.

2. Приведённая методика может быть использована для испытания устойчивости глинистых образцов, как в среде дисперсных систем буровых растворов, так и в среде истинных растворов, включая воду различной степени минерализации.

3. Методика применима как в лабораторных, так и в полевых условиях.

Оборудование и материалы

Для подготовки образцов:

- лабораторная дробильная установка;
- кольцевидные стальные пресс-формы, диаметром не менее 50 мм, толщиной 20 ± 5 мм;
- поршень, соответствующий по размерам пресс-формы;
- пресс;
- весы лабораторные;
- штангенциркуль;
- шкаф сушильный;
- парафин;
- водяная баня.

Для проведения измерений:

- игла Вика;
- пластиковый стакан, высотой и диаметром соответственно не менее 50 и 70 мм;
- металлический штатив с лапкой;
- переходник в виде металлического стержня с подставкой;
- груз массой 1 кг.

Подготовка образцов к испытанию

- Испытуемый образец глинистой породы при необходимости подвергнуть измельчению до размеров не более 3–5 мм.
- Смешать подготовленную породу с дистиллированной водой (в зависимости от первоначальной степени увлажнения – 300÷500 мл воды на 5 кг породы) на 24÷48 часов до получения консистенции нетекучей пастообразной массы.

- Заполнить пресс-формы полученной массой и поместить под пресс. После окончания прессования удалить избыток породы и при помощи поршня снять формы с образцов.

- Образцы высушить на воздухе в течение 3÷10 суток (в зависимости от влажности воздуха) до влажности образца, не превышающей 3 %. Для определения влажности образца использовать ГОСТ 5180-84 (Прил. 7).

После высушивания образцы взвесить на лабораторных весах с точностью до 0,01 г. Измерить диаметр и толщину образцов с точностью до 0,1 мм. Определить плотность образцов по формуле

$$\rho = m/V = 4m/h\pi d^2, \quad (3.3)$$

где m – масса образца, кг;

h – толщина образца, м;

d – диаметр образца, м.

- Образец обработать парафином таким образом, чтобы одна его сторона была свободна от покрытия. Для этого, удерживая образец параллельно поверхности парафина, его погружают в расплавленный на водяной бане парафин таким образом, чтобы парафин не затекал на верхнюю плоскость. Дают парафину остыть и повторяют процедуру ещё 2–3 раза (до закрытия всех сквозных отверстий в парафиновом покрытии).

- Готовые образцы хранить в эксикаторе при постоянной влажности и температуре в течение всего периода испытания.

Проведение испытаний

1. Установить переходник (5) на подвижную часть иглы Вика и закрепить его в лапке штатива (4) таким образом, чтобы он сохранял подвижность и мог свободно скользить по вертикали (рис. 3.3).

2. Подготовленный образец (1) поместить в пластиковый стакан (2), который устанавливается на столик прибора для определения скорости схватывания цементного теста (иглы Вика).

3. Опустить иглу и по шкале прибора (3), отметить уровень, на который опускается игла до того, как образец подвергнется действию раствора. На подставку (6) поместить груз.

4. Образец залить исследуемым раствором (при этом отметить время начала испытания). Игла постоянно находится под давлением и, таким образом, постоянно погружена на глубину увлажнения образца (рис. 3.4).

5. Через определённые промежутки времени по шкале определять глубину проникновения раствора в образец (глубина разупрочнения).

6. Повторить испытания не менее 3 раз и определить среднее значение глубины увлажнения H .

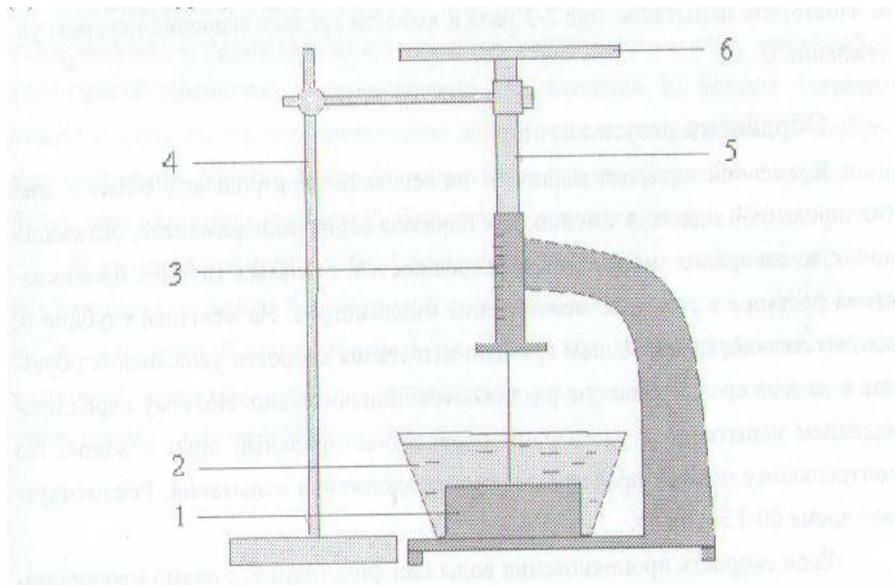


Рисунок 3.3 – Общий вид устройства для исследования скорости увлажнения глинистых образцов

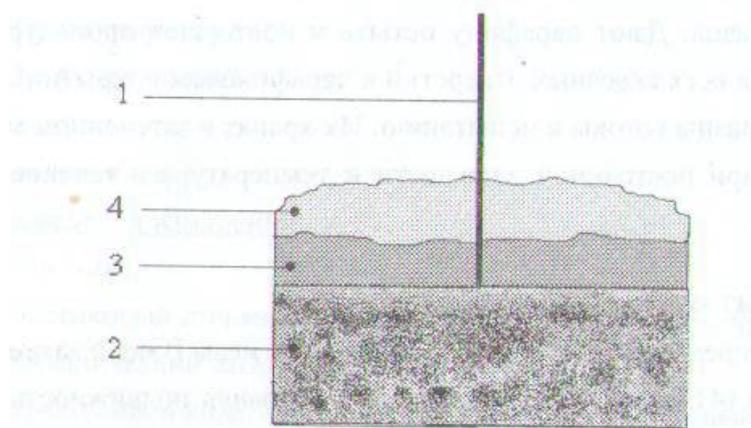


Рисунок 3.4 – Схематичное изображение исследуемого образца:
 1 – игла; 2 – исходный образец; 3 – увлажнённая часть образца; 4 – слой парафина

Обработка результатов

Временной интервал выбирают на основании контрольного опыта с дистиллированной водой. Как показали многочисленные исследования, оптимальной, с точки зрения минимизации погрешностей, является глубина проникновения раствора в глинистый образец не менее шести миллиметров. На меньшей глубине и, соответственно, при меньшем времени испытания скорости увлажнения образцов в разных средах различаются незначительно. По контрольному измерению определяется время продолжительности испытания. Рекомендуемое время – $60 \div 120$ минут.

Если скорость проникновения воды или фильтрата $V_{увл}$ прямо пропорциональна глубине проникновения жидкости ΔH и обратно пропорциональна времени увлажнения τ , мм/мин:

$$V_{увл} = \Delta H / \tau, \quad (3.4)$$

то отношение скорости увлажнения глинистого образца в дистиллированной воде $V_{увл \text{ в}}$ к скорости увлажнения образца в растворе $V_{увл \text{ р}}$ можно выразить:

$$V_{увл \text{ р}} / V_{увл \text{ в}} = (\Delta H_{\text{р}} \cdot \tau_{\text{в}}) / (\Delta H_{\text{в}} \cdot \tau_{\text{р}}) \quad (3.5)$$

или при $\tau_{\text{в}} = \tau_{\text{р}}$ коэффициент относительной скорости увлажнения образца буровым раствором K_c :

$$K_c = V_{увл \text{ р}} / V_{увл \text{ в}} = \Delta H_{\text{р}} / \Delta H_{\text{в}}, \quad (3.6)$$

где $\Delta H_{\text{р}}$, $\Delta H_{\text{в}}$ – глубина увлажнения образца в растворе и дистиллированной воде.

Чем ближе K_c к единице, тем меньше исследуемый буровой раствор способен предотвращать первичную гидратацию глинистых образцов, связанную с капиллярной пропиткой. Следовательно, при значении K_c больше единицы можно сделать вывод о том, что компоненты данного раствора ускоряют процессы гидратации. Благоприятные условия для ингибирования гидратации глин создаются при значении K_c значительно меньших единицы.

В таблице 3.1 Представлены результаты исследований, проведенных с использованием буровых растворов на водной основе.

Таблица 3.1 – Коэффициенты скорости увлажнения в буровых растворах

Составы растворов (плотность 1100 кг/м ³)	Коэффициент увлажнения
Бентонитовая суспензия	0,85
Бентонитовая суспензия + 2 % хлорида натрия	1,00
Бентонитовая суспензия + 2 % хлорида натрия + 0,05 % ПАА	0,77
Бентонитовая суспензия + 2 % хлорида магния	0,77
Бентонитовая суспензия + 2 % хлорида кальция	0,77
Бентонитовая суспензия + 3 % КССБ + 0,3 % КМЦ + 0,5 % КОН	0,46
Бентонитовая суспензия + 3 % хлорида калия + 3 % КССБ + 0,5 % КМЦ + 0,5 % КОН	0,38

3.3 Оценка смазочной способности буровых растворов (прибор КТК-2)

Одним из самых распространённых видов осложнений, а в некоторых случаях и аварий, является прихват бурильного инструмента. Необходимо отметить, что бурильная труба считается прихваченной, если её невозможно приподнять, опустить или вращать.

Прихват бурильного инструмента может быть вызван несколькими различными причинами, обусловленными геологическими, технологическими и организационными причинами. К геологическим и частично к технологическим причинам можно отнести:

- действие дифференциального давления;
- обвалы и обрушения горной породы;
- сужение ствола скважины;
- прихват инструмента в результате желобообразования;
- образование сальников на долоте.

Большинство случаев прихвата вызвано действием дифференциального давления. Избыточное дифференциальное давление, возникающее на участке проницаемой зоны с низким давлением, может «вдавить» бурильную колонну в стенку скважины и вызвать её прихват (прилипание). На усиление прихвата кроме перепада давления влияет проницаемость призабойной зоны, толщина и структура фильтрационной корки, её адгезионные свойства по отношению к материалу бурильного инструмента, время контакта между стенкой скважины и бурильным инструментом.

Одним из основных методов предупреждения прихвата бурильного инструмента является снижение степени адгезионного взаимодействия и коэффициента трения. Адгезионное взаимодействие в значительной степени зависит от фильности взаимодействующих поверхностей (горная порода – бурильный инструмент или фильтрационная корка – бурильный инструмент), минералогического состава горных пород и их пластичных свойств, материала бурильных труб и других. Значительную роль в проявлении негативных процессов играет состав бурового раствора. Например, излишнее увеличение содержания коллоидной фазы приведёт к увеличению реологических характеристик (в частности, пластической вязкости) и показателя тиксотропии раствора, что может явиться причиной значительного ухудшения адгезионно-смазочных параметров бурового раствора. На рисунках 3.5–3.7 представлены зависимости адгезионных свойств, коэффициента трения и липкости фильтрационной корки от изменения пластической вязкости вследствие повышения содержания коллоидного компонента (рис. 3.8), полученные в результате лабораторных и промысловых исследований Лютиковым К. В. [12].

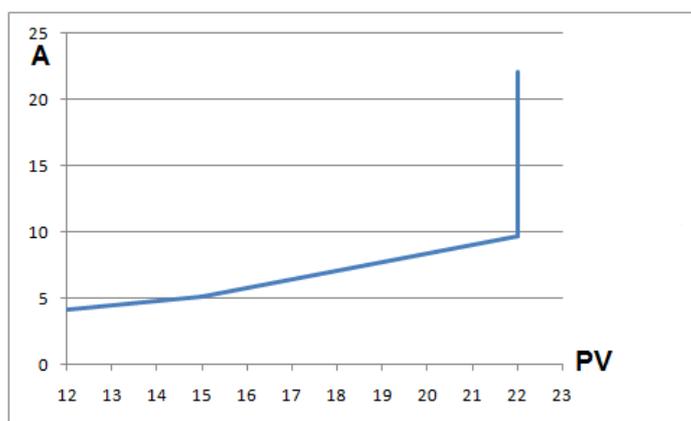


Рисунок 3.5 – Зависимость показателя адгезии от пластической вязкости безглинистого полимер-калиевого бурового раствора

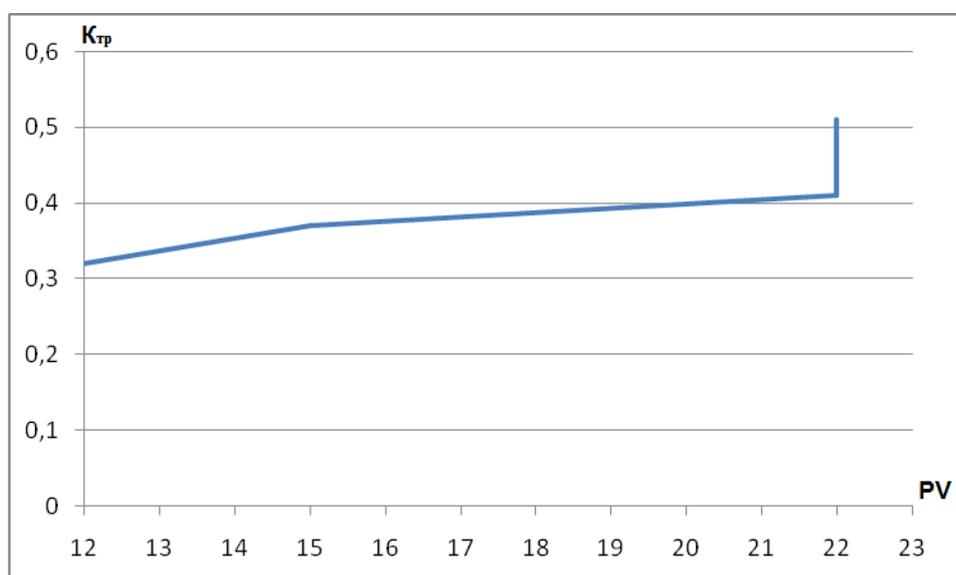


Рисунок 3.6 – Зависимость коэффициента трения безглинистого полимер-калиевого бурового раствора от изменения пластической вязкости

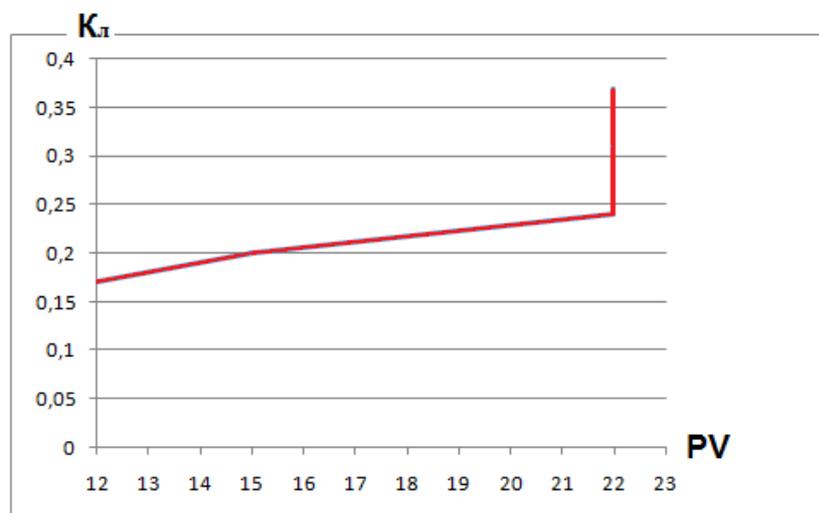


Рисунок 3.7 – Зависимость коэффициента липкости фильтрационной корки от изменения пластической вязкости бурового раствора

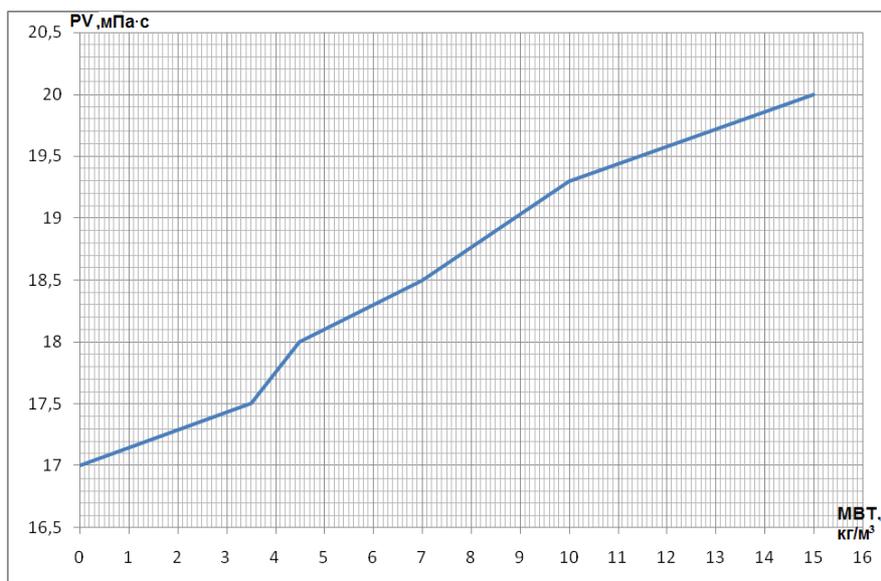


Рисунок 3.8 – Зависимость пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы в безглинистом полимер-калиевом буровом растворе

Для исследования смазочных и адгезионных свойств бурового раствора используются устройства различного типа. Например, прибор с коаксиально расположенными цилиндрами, предложенный Р. Г. Ахмадиевым и И. В. Куваевым, и «Тестер предельного давления и смазывающей способности» фирмы OFITE (см. лабораторную работу 1.3). Для исследования липкости фильтрационной корки, толщина и свойства которой являются одной из основных причин прихвата бурильного инструмента в интервале проницаемых пород, используют специальные устройства, в частности прибор КТК-2.

Прибор выпускается в двух вариантах.

Независимость от типа угломера принцип работы остаётся одинаковым. Ниже представлено схематическое изображение прибора КТК-2 и принцип его использования в оценке липкости фильтрационной корки.

С механическим угломером (рис. 3.9).

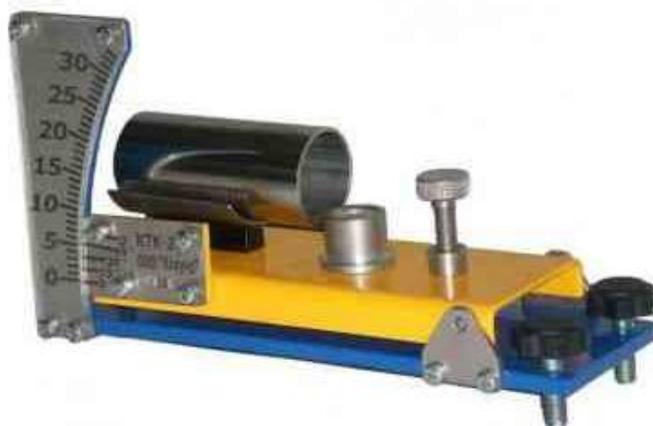


Рисунок 3.9 – Внешний вид прибора КТК-2 с механическим угломером

С электронным угломером (рис. 3.10).



Рисунок 3.10 – Внешний вид прибора КТК-2 с электронным угломером

Прибор (рис. 3.11) состоит из платформы 1, регулировочных винтов для выравнивания уровня 2, опоры наклонной планки 3, втулки 4, шарнира 5, наклонной планки 6, подъёмного винта 7, основания 8, цилиндра 9, угломера 10, риски (бывает различных конструкций) 11, неподвижной опоры 12, крепления угломера 13, крепления опоры 14.

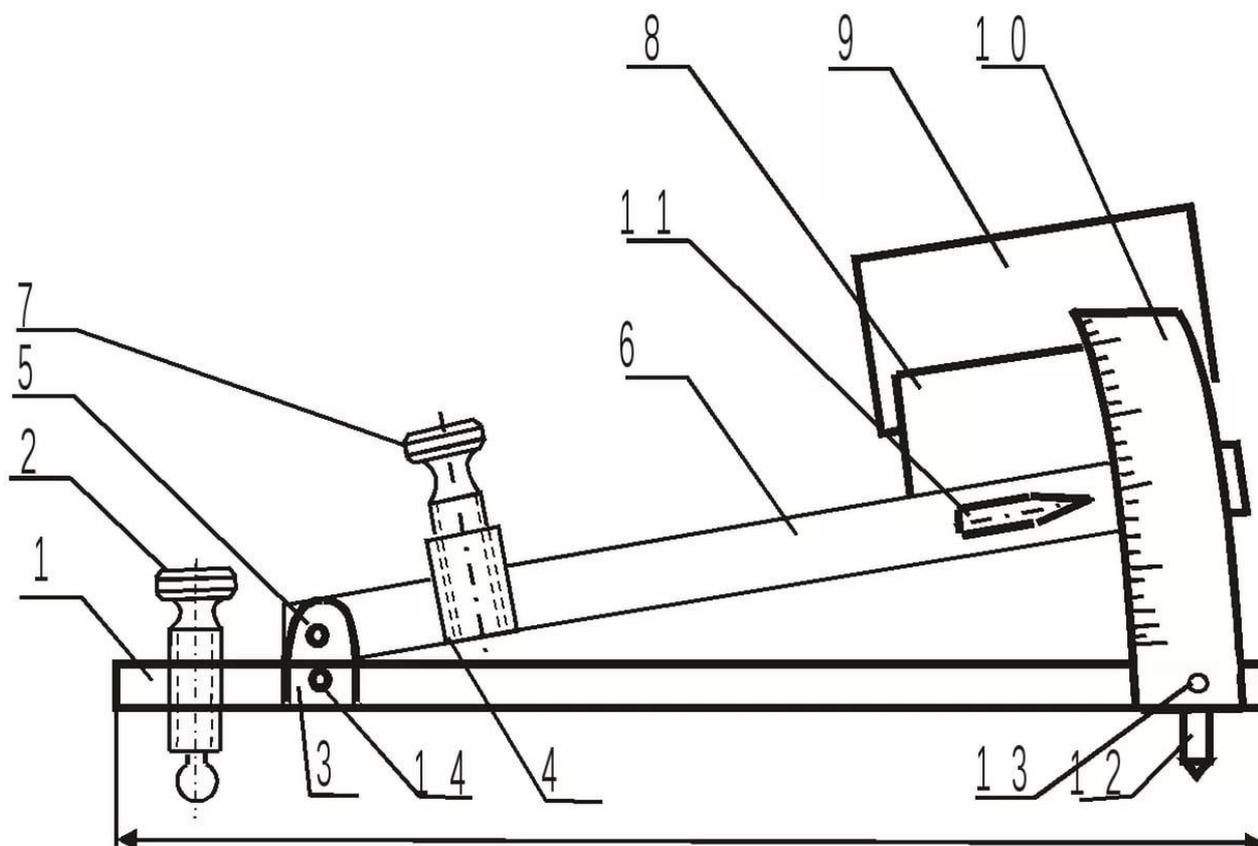


Рисунок 3.11 – Схема прибора КТК-2

Проведение испытаний

1. Для работы необходимо установить прибор на ровной твёрдой поверхности и выровнять его по встроенному уровню. Далее при работе с электронным угломером необходимо включить прибор, и в случае его показаний, отличных от нуля, обнулить их (кнопка *Zero*). После обнуления прибор рекомендуется выключить до проведения замера, чтобы не расходовать заряд батареи.

2. Приготовить буровой раствор (по заданию преподавателя или в соответствии с планом научно-исследовательской работы) без добавки специальной смазочной композиции. С помощью фильтр-пресса определить показатель фильтрации (водоотдачу).

3. Для определения смазочной способности необходимо взять фильтр с фильтрационной коркой, оставшейся после измерения водоотдачи раствора, и положить его на основание прибора коркой вверх. Наклонная планка при этом находится в крайнем нижнем положении.

4. Сверху устанавливается цилиндр. Замеры проводятся, в зависимости от поставленной задачи, через 1 секунду, 1 минуту или 20 минут после установки цилиндра.

5. В процессе замера вращением подъёмного винта производится подъём планки до момента, когда цилиндр начнёт смещаться под действием силы тяжести. Фиксируется угол наклона (по электронному угломеру либо по положению риски), после чего рассчитывается коэффициент трения.

Расчёт производится либо по специальной таблице, либо математически. Коэффициент трения равен тангенсу угла наклона планки. Приемлемым считается коэффициент трения, не превышающий 0,2.

Последовательно обрабатывать исходный буровой раствор смазочными добавками. После каждой обработки провести замеры показателя фильтрации и коэффициента трения (п.п. 3–5). Результаты занести в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты исследований

Состав бурового раствора	Смазочный материал		Показатель фильтрации, мл/30 минут	Коэффициент трения
	Наименование	Концентрация, %		

Библиографический список

1. Ананьев, В. П. Инженерная геология и гидрогеология : учеб. для вузов / В. П. Ананьев, Л. В. Передельский. – М. : Высш. шк., 1980. – 271 с.
2. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложнённых условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Аваков. – М. : Недра, 1988. – 242 с.
3. Ахмадеев, Р. Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – М. : Недра, 1981. – 176 с.
4. Басаргин, Ю. М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басаргин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 2000. – 289 с.
5. Буровые растворы для бурения в глинистых породах. Демонстрационный материал компании Halliburton [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.halliburton.com
6. Войтенко, В. С. Прикладная геомеханика в бурении / В. С. Войтенко. – М. : Недра, 1990.
7. Городнов, В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В. Д. Городнов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Недра, 1984. – 320 с.
8. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г. С. Г. Дарли ; пер. с англ. – М. : Недра, 1985. – 509 с.
9. Дедусенко, Г. Я. Буровые растворы с малым содержанием твёрдой фазы / Г. Я. Дедусенко, В. И. Иванников, М. И. Липкес. – М. : Недра, 1985. – 280 с.
10. Каменских, С. В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 231 с.
11. Лукманов, Р. Р. Повышение устойчивости глинистых пород при больших зенитных углах / Р. Р. Лукманов, [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 34–37.
12. Лютиков, К. В. Определение критического параметра наработки буровых растворов при бурении в слаболитифицированных глинистых породах / К. В. Лютиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 10. – С. 41–43.
13. Михеев, В. Л. Технологические свойства буровых растворов / В. Л. Михеев. – М. : Недра, 1979. – 258 с.
14. Новиков, В. С. Оценка устойчивости глинистых пород при бурении скважин / В. С. Новиков // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 10. – С. 18–20.

15. Пономаренко, Ю. Силикатные буровые растворы нового поколения М-сил / Ю. Пономаренко, В. Землянский, О. Хоперский // Бурение и нефть. – 2006. – № 3. – С. 19–20.
16. Прихват труб. Halliburton Fluid Systems: Baroid Fluid Services. – 1997. – 60 с.
17. Руководство по эксплуатации тестера продольного набухания в динамическом режиме с компактором (с изменениями от 07.08.2007 г.) OFI Testing equipment Inc.
18. РД 39-0147009-723-88. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения. – Краснодар, 1988. – 42 с.
19. Системы буровых растворов на водной основе. Демонстрационный материал компании MI-SWACO [Электронный ресурс]. – Режим доступа : www.twirpx.com.
20. Уляшева, Н. М. Технология буровых жидкостей : текст лекций / Н. М. Уляшева. – Ухта : УИИ, 1997. – 120 с.
21. Уляшева, Н. М. Физико-химические методы борьбы с осложнениями : учеб. пособие / Н. М. Уляшева [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2014. – 119 с.
22. Уляшева, Н. М. Регулирование адгезионных процессов в литифицированных глинах / Н. М. Уляшева, Н. Г. Деминская // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 6. – С. 25–26.
23. Уляшева, Н. М. Влияние адгезионно-активных добавок на кольматацию трещиноватых пород / Н. М. Уляшева, Н. Г. Деминская // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : специализиров. сб. – М. : Локус станди. – 2008. – № 2. – С. 46–49.
24. Чихоткин, В. Ф. Буровой раствор и управление его реологическими свойствами при бурении скважин в осложненных условиях / В. Ф. Чихоткин [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 7–8. – С. 58–60.
25. Шарафутдинова, Р. З. Бурение в глинах и гидратная стабилизация её состояния при строительстве скважин / Р. З. Шарафутдинова, З. З. Шарафутдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 2. – С. 26–31.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ФИЛЬТРАТА ЩЁЛОЧНОСТЬ ФИЛЬТРАТА (Pf)

Методика определения

1. Добавьте 1 мл фильтрата в титратор и небольшое количество дистиллированной воды (при необходимости). Добавьте 2–3 капли фенолфталеинового индикатора. Если цвет не проявляется, щёлочность фильтрата Pf равняется нулю. Если раствор окрашивается в розовый цвет, при перемешивании пипеткой добавьте 0,02N серной кислоты, пока розовый цвет не исчезнет. (В случае, если проба настолько тёмного цвета, что изменений не видно, за конечную точку титрования принимают падение рН до 8,3).

2. Зафиксируйте фенолфталеиновую щёлочность фильтрата (Pf) в миллилитрах 0,02N (N/50) серной кислоты, необходимой для титрования 1 мл фильтрата. Значение Pf занесите в соответствующую таблицу или в данную графу _____.

3. Используйте эту же пробу раствора для определения хлоридов.

ЩЁЛОЧНОСТЬ ФИЛЬТРАТА (Mf)

Методика определения

1. Добавьте 1 мл фильтрата в титратор и небольшое количество дистиллированной воды (при необходимости). Добавьте 4–6 капель индикаторного раствора метилоранжа/бром-крезола. Титровать с 0,02N серной кислотой до тех пор, пока оранжево-жёлтый/синий цвет не изменится на красный/зелёное яблоко (рН 4,3).

2. Значение Mf фильтрата зафиксируйте в мл 0,02N (N/50) серной кислоты, необходимой для титрования 1 мл фильтрата. Занесите данное значение в таблицу.

3. Оценка содержания гидроксида, карбоната и бикарбоната.

Пусть: P = мл 0,02N серной кислоты, требуемой для достижения конечной точки по фенолфталеину.

M = общее количество мл 0,02N серной кислоты, израсходованной на титрование до конечной точки по метилоранжу.

Тогда, если

P = 0, щёлочность является следствием присутствия только бикарбоната.

P = M, щёлочность является следствием присутствия только гидроксида.

$2P = M$, щёлочность является следствием присутствия только карбоната.

$2P > M$, щёлочность является следствием присутствия смеси карбоната и гидроксида.

$2P < M$, щёлочность является следствием присутствия смеси карбоната и бикарбоната.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИДОВ

Методика определения

1. Если для проведения данного теста используется та же проба раствора, что и для определения щёлочности фильтрата Pf, переходите к пункту 3.

2. При использовании для данного теста свежей пробы фильтрата, необходимо добавить в титратор 50 мл дистиллированной воды и 1 мл фильтрата. Затем добавить 3 капли раствора фенолфталеина. Если индикатор станет розовым, добавляйте при перемешивании 0,02N серной кислоты до тех пор, пока не исчезнет розовый цвет.

3. Добавьте 5 капель индикаторного раствора хромата калия. При постоянном помешивании исследуемый раствор титруется стандартным раствором нитрата серебра (0,0282N) до тех пор, пока жёлтый цвет не станет оранжево-красным и останется таковым в течение 30 секунд. Запишите число миллилитров нитрата серебра, необходимых для достижения конечной точки титрования. Если было использовано более 10 мл раствора (0,282N AgNO_3), попробуйте повторить тест с меньшим объёмом фильтрата.

4. Занесите в таблицу величину концентрации хлорид-ионов в фильтрате в мг/л.

Расчёты:

$$\text{Cl мг/литр} = \text{мл } 0,0282 \text{ AgNO}_3 \times 1\ 000 = \underline{\hspace{2cm}}$$

$$\text{Cl мг/литр} = \text{мл } 0,282 \text{ AgNO}_3 \times 10\ 000 = \underline{\hspace{2cm}}$$

ОБЩАЯ ЖЁСТКОСТЬ

Методика проведения

1. Поместите в титратор приблизительно 50 мл дистиллированной воды и 1 мл фильтрата. Добавьте 2 мл (20 капель) крепкого буферного раствора (Versenate hardness buffer solution) и небольшое количество сухого порошка ЭХЧ-Т для придания яркой окраски. Если цвет становится винно-красным, это указывает на наличие в фильтрате кальция и магния. Медленно добавляйте

стандартный раствор этилендиаминтетрауксусной кислоты, пока цвет воды не станет голубым. При подсчёте жёсткости пробы объём воды и буферного раствора не включать.

2. Занесите в таблицу значение общей жёсткости в растворе в мг/л.

ТН мг/литр = (мл Versenate (Трилон Б)×400)/(мл фильтрата) = _____

Определение содержания кальция (Ca²⁺ или Calcium Hardness)

1. Если в растворе присутствует *цинк*, он покажется в данном тесте как *кальций*.

2. Наливаем 20–50 мл дистиллированной воды.

3. Добавляем 5 капель буферного раствора (0,1N NaOH или Calcium Buffer Solution).

4. Добавляем 0,25–0,5 г порошка CalVer II.

5. Если цвет становится розовым, то капаем до перехода розового цвета в голубой ТНТС (трилон-Б).

6. Когда раствор приобретает голубой оттенок, добавляем 1 мл фильтрата.

7. Титруем раствор (красноватый оттенок) раствором ТНТС до перехода цвета раствора в голубовато-серовато-зеленоватый.

8. Дальше кол-во израсходованного ТНТС умножается на коэффициент в зависимости от маркировки.

Жёсткость по магнию

Жёсткость по магнию – это разность между значением Ca²⁺ в мг/л, полученным по методу, при котором используется Манвер, и значением Ca²⁺, полученным при использовании индикатора Calver II.

Содержание сульфатов

Методика определения

1. Влейте в цилиндр, мензурку или пробирку 2–4мл фильтрата.

2. Добавьте несколько капель раствора хлорида бария.

3. Если в пробе есть сульфаты или карбонаты, они выпадут в осадок в виде молочно-белой массы.

4. Добавьте несколько капель концентрированной азотной кислоты. Если осадок растворяется – это карбонат, если нет – сульфат.

5. Результат запишите таким образом: следы, признаки, немного, много.

Определение содержания KCL

1. На центрифуге:

1) 2 или 3,5 мл фильтрата долить до 7 мл дистиллированной воды, долить до 10 мл перхлората натрия (икинд-К). Поместить в центрифугу (скорость вращения 1,5 тыс. об/мин) на 2 мин;

2) по величине осадка, используя таблицу, определить содержание KCL

2 мл фильтрата (100–200 кг/м ³)		3,5 мл фильтрата (50–100 кг/м ³)	
осадок, мл	KCL, кг/м ³	осадок, мл	KCL, кг/м ³
0,1	35	0,1	20
0,15	45,5	0,15	26
0,2	57	0,2	32,5
0,25	73	0,25	42
0,3	78	0,3	44,5
0,35	85	0,35	48,5
0,4	92	0,4	52,5
0,45	100	0,45	57
0,5	110	0,5	63
0,55	117	0,55	67
0,6	126	0,6	72
0,65	133	0,65	76
0,7	140	0,7	80
0,75	145	0,75	83
0,8	150	0,8	86
0,85	158	0,85	90
0,9	162	0,9	92,5
0,95	168	0,95	94
1,0	175	1,0	100
1,05	182	1,05	104
1,1	189	1,1	108
1,15	192	1,15	110
1,2	196	1,2	112
1,25	199	1,25	114
1,3	210	1,3	120

2. Седиментометрический экспресс-метод

Оборудование и материалы: центрифуга, градуированные пластмассовые центрифужные пробирки, стандартный раствор перхлората натрия (150 мг в 100 мл дистиллированной воды), весы с гирями, бутылка проверочного раствора на калий. Кроме того, стандартная кривая для проверки на калий

Методика определения

1. Добавьте 3 мл раствора перхлората натрия к 7 мл проверяемого раствора (фильтрата или отстоя после центрифугирования).

2. Сразу же выпадает осадок. Не сильно, но тщательно взболтайте содержимое пробирки.

3. Если раствор нагреется, опустите пробирку на 5 минут в холодную воду.
4. Центрифугируйте в течение 1 минуты, а затем измерьте объём хлопьев.
5. Определите концентрацию ионов калия путём сравнения объёма хлопьев со стандартной кривой для проверки на калий. Если стандартной кривой нет, её нужно построить по объёмам хлопьев растворов с известной концентрацией KCl.

Комментарии:

1. Этот тест специфичен для определения ионов калия. На него не влияют рН, полимеры или другие ионы, например: Ca⁺⁺, Mg⁺⁺, Na⁺ и т. д.
2. Время центрифугирования должно оставаться неизменным независимо от типа используемой центрифуги.

Определение «Поправочного коэффициента»

1. Растворите 2,0 г поташа в 50 мл дистиллированной воды
2. Определите концентрацию ионов калия в этом растворе по описанной выше методике.
3. Рассчитайте поправочный коэффициент (а) по формуле

$$a = \frac{1,10}{\text{объем хлопьев}}.$$

Например, если объём хлопьев = 0,80 мл, то $a = 1,38$.

Для определения истинной концентрации K⁺ умножьте концентрацию ионов калия на поправочный коэффициент.

Определение рН

рН бурового раствора можно определить двумя различными методами:

1. **Индикаторная бумага.** Индикаторная бумага для измерения рН обработана таким образом, что в зависимости от концентрации ионов водорода в растворе меняет окраску. При высоких концентрациях хлорида индикаторная бумага теряет свою эффективность.

2. **рН-метр.** рН-метр – это электрометрический прибор, в котором концентрация ионов водорода измеряется устройством, состоящим из стеклянного электрода, электронного усилителя и шкалы, прокалиброванной в единицах рН. Ошибки в измерении, вызываемые высокой концентрацией ионов натрия, можно предотвратить использованием специального электрода или применением специальных поправочных коэффициентов.

Индикаторная бумага

1. Поместите полоску индикаторной бумаги на поверхность бурового раствора и подождите, пока не намокнет её нижняя часть и цвет стабилизируется (обычно на это требуется около 1 минуты).

2. Сравните цвет верхней стороны полоски (который не контактировал с буровым раствором) с цветовым стандартом, поставляемым с набором индикаторной бумаги, и определите рН бурового раствора.

3. Запишите значение рН с точностью до 0,2–0,5 единицы (в зависимости от диапазона используемой бумаги).

4. Если полученный цвет невозможно сравнить с эталонным, повторите исследование, используя полоску индикаторной бумаги из диапазона, ближайшего к измеряемой рН. Индикаторная бумага выпускается в нескольких диапазонах рН. Хотя результат при использовании индикаторной бумаги не отличается большой точностью, для обычной работы в условиях буровой его вполне достаточно. Если содержание хлорида превышает 10 000 промилле, использование индикаторной бумаги не рекомендуется.

рН-метр

1. Согласно инструкции, прилагаемой к прибору, включите усилитель и произведите стандартизацию прибора соответствующим буферным раствором.

2. Тщательно промойте электрод дистиллированной водой. Осторожно оботрите его и вставьте в буровой раствор.

Предупреждение:

Не допускайте касания электродом стенок контейнера!

3. Осторожно взболтайте раствор с опущенным в него электродом.

4. Измерьте рН в соответствии с инструкцией. После стабилизации показаний (требуется от 30 секунд до нескольких минут) запишите рН.

5. Укажите значение рН с точностью до 0,1.

6. Тщательно промойте электрод и храните его в дистиллированной воде.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ И КАТИОНООБМЕННОЙ ЕМКОСТИ

1. Содержание твердой фазы

Оборудование: Реторта

Методика определения

1. Влить однородную пробу бурового раствора в калиброванную реторту, накрыть её обтекающей крышкой, удалить лишний объём.
2. Заполнить свободный объём в камере испарения реторты тонкой стальной ватой. Смазать резьбу термосмазкой.
3. Собрать реторту и установить под конденсатором мерный цилиндр для сбора жидкой фазы. Реторту поместить в нагреватель и закрыть крышку.
4. Включить нагреватель реторты. Нагревать до тех пор, пока из конденсатора не перестанет капать жидкость.
5. Измерить объём полученной воды и нефти и рассчитать процентное содержание жидких компонентов и твёрдой фазы.
6. Охладить прибор и удалить шпателем твёрдую фазу. Нефтяная фаза удаляется растворителем.

2. Содержание коллоидной фазы (катионообменной ёмкости)

Оборудование и материалы: колба Эрленмейера объёмом 125 мл, мерный цилиндр на 25 мл, электроплитка или нагреватель для бутылок, шприцы, палочки для перемешивания и фильтры; раствор метиленового синего, 3%-ный раствор перекиси водорода H_2O_2 , разбавленная серная кислота H_2SO_4 ($\approx 5N$).

Методика определения

1. Влить в колбу $2,0 \text{ см}^3$ бурового раствора.
2. Добавить последовательно 15 см^3 перекиси водорода и 1 см^3 серной кислоты. Если серная кислота в капельнице, то добавить 12 капель.
3. Взболтать смесь в течение 10 минут и затем 10 минут кипятить.
4. Довести объём дистиллированной водой до 50 мл.
5. Постепенно добавлять к раствору по 1 см^3 раствора метиленового синего.
6. После каждого добавления встряхивать колбу и наносить каплю раствора (например, палочкой для перемешивания) на фильтровальную бумагу.
7. Титрование закончить, когда вокруг капли образуется голубое кольцо.

8. Для уточнения окончания титрования после появления такого кольца взболтать колбу в течение 2 минут и вновь перенести каплю раствора на фильтр. Если кольцо видно, то конечная точка достигнута. Если оно не появилось, то продолжить обработку метиленовой синью в соответствии с пунктами 5–7.

$$C_k (MTB) = C_{mc} \cdot 7,13,$$

где C_k – содержание коллоидной фазы (бентонита), кг/м³;

C_{mc} – количество раствора метиленовой сини, мл.

ТЕСТЕР ПРЕДЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ И СМАЗЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ

1. Описание прибора

Комбинированный OFI тестер предельного давления и смазывающей способности (рис. 1) используется для измерения смазывающей способности буровых растворов, получения данных для определения типа и количества смазывающих добавок, предсказания скорости износа механических деталей в среде бурового раствора.

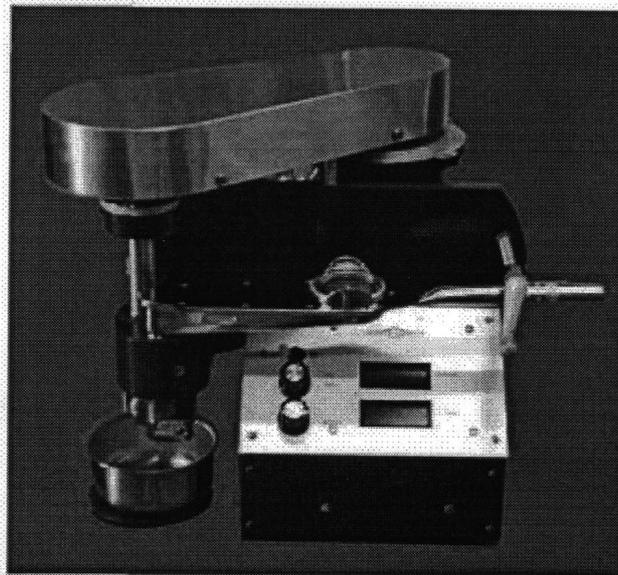


Рисунок 1 – Общий вид прибора

Тест на смазывающую способность заключается в измерении крутящего момента, когда стальной блок прижимается к вращающемуся стальному кольцу.

Тест на предельное давление выполняется путём приложения измеренного усилия с помощью удерживающего рычага к вращающейся сближающей чашке, чувствительной к крутящему моменту. Эта операция даёт представление о прочности поверхностной плёнки.

На рисунках 2–4 показаны отдельные блоки прибора.

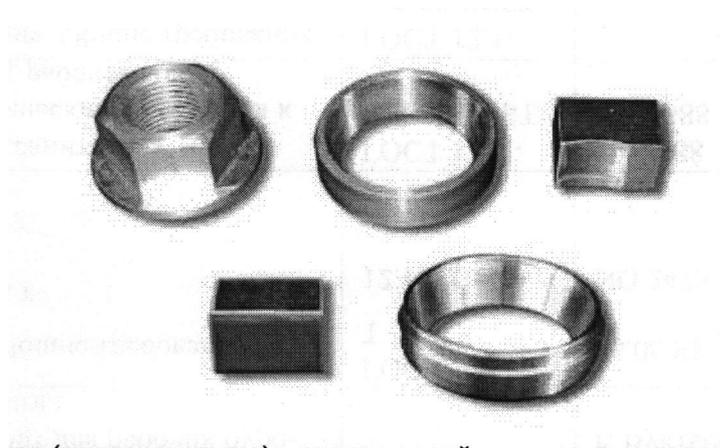


Рисунок 2 – Комплектующие детали:

верхний ряд (слева направо): стопорная гайка, тест-кольцо и тест-блок для теста на смазывающую способность; нижний ряд: тест-блок (слева) и тест-кольцо (справа) для теста на предельное давление



Рисунок 3 – Измерительная ячейка для теста на смазывающую способность

2. Тест на смазывающую способность

- Очистить тест-кольцо и тест-блок ацетоном и хорошо промыть дистиллированной водой. Все детали перед началом опыта должны быть чистыми.

Не прикасайтесь голыми руками к поверхностям соприкасающихся металлических деталей.

- Установить кольцо для теста на смазывающую способность на главный вал, затянуть с помощью гаечного ключа стопорную гайку (рис. 3). Убедитесь, что кольцо установлено точно на сужении вала.

- Включить питание и дать установке поработать примерно 15 минут.

- Установить тест-блок (рис. 4) в держатель блока таким образом, чтобы вогнутая сторона была лицевой, и совместить его с тест-кольцом.
- Вращением ручки регулировки скорости установить 60 об/мин.

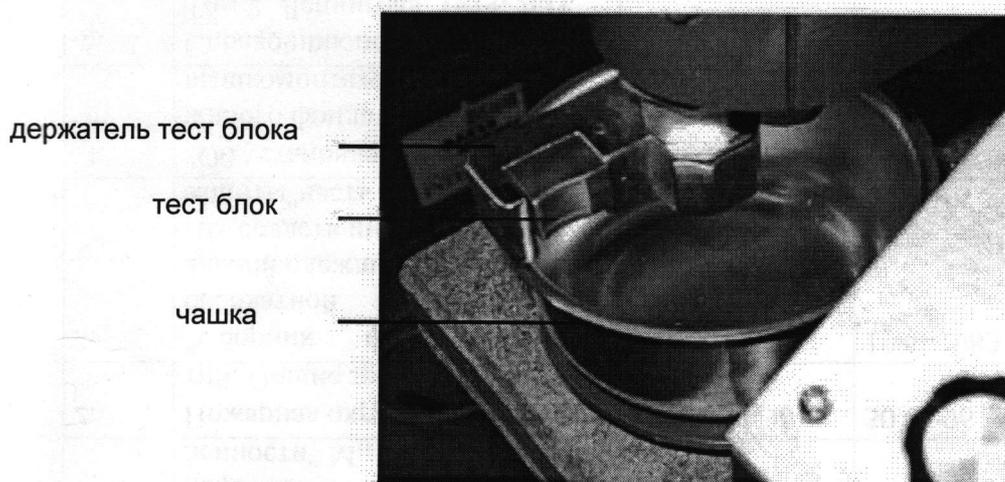


Рисунок 4 – Установка тест-блока в держатель

- Через 15 минут вращением ручки установки крутящего момента (рис. 5) установить его на нулевое значение. Включить прибор (примерно 5 минут) и повторить установку значений.



Рисунок 5 – Устройство в сборе

- Наполнить чашку (рис. 5) дистиллированной водой (260–280 мл) и установить её на опущенную подставку для чашки. Поднять подставку до погружения тест-кольца, тест-блока и блока держателя. Закрепить подставку с помощью винта с накатанной головкой.

- Установить удерживающий рычаг таким образом, чтобы он входил в вогнутую часть зажима. Повернуть по часовой стрелке рукоятку установки крутящего момента до значения 150 дюйм-фунтов. При необходимости установить повторно скорость вращения 60 об/мин.

Никогда не задавайте крутящий момент кольцу пока оно не погружено в раствор.

- Включить установку на 5 минут и зафиксировать показание крутящего момента. Значение крутящего момента должно быть в пределах от 32 до 36. Если значение выходит за установленные пределы, то необходимо откалибровать прибор. Если показания находятся в пределах значений, то необходимо перейти к следующему пункту.

- Вращением рукоятки крутящего момента против часовой стрелки установить нулевое значение. Опустить подставку чашки вниз, вылить раствор, тщательно вытереть чашку, тест-блок и тест-кольцо.

- Перемешать тестируемый раствор (не менее 10 минут). Налить этот раствор в чашку. Установить её на подставку, поднять её до полного погружения держателя блока и тест-кольца в раствор и закрепить с помощью винта.

- Установить скорость 60 об/мин и значение крутящего момента – 0. Запустить установку приблизительно на 5 минут.

- Повернуть рукоятку установки крутящего момента по часовой стрелке до значения 150 дюйм-фунтов.

- После 3–5 минут зафиксировать показание крутящего момента и отпустить рычаг.

3. Тест на предельное давление

- Очистить тест-кольцо и тест-блок (рис. 2) ацетоном и хорошо промыть дистиллированной водой. Все детали перед началом опыта должны быть чистыми.

Не прикасайтесь голыми руками к поверхности соприкасающихся металлических деталей.

- Установить кольцо на вал и затянуть гаечным ключом стопорную гайку. Убедитесь, что кольцо установлено точно на сужении вала.

- Включить питание и дать установке поработать примерно 15 минут.

- Установить тест-блок в держатель блока.
- Вращением ручки регулировки скорости установить $1\ 000 \pm 100$ об/мин.
- Вращением ручки установки крутящего момента установить его на нулевое значение.

- Запустить установку на 3 минуты или до стабильного нулевого значения крутящего момента.

При необходимости установите рукоятку в нулевое положение.

- Установить удерживающий рычаг таким образом, чтобы он входил в вогнутую часть его зажима.

- Наполнить чашку исследуемым раствором и установить её на подставку. Поднять подставку до погружения в раствор тест-кольца, тест-блока и блока держателя. Затем закрепить подставку с помощью винта.

- Поворачивать ручку регулятора крутящего момента по часовой стрелке со скоростью 5 дюйм-фунтов в секунду до нужного крутящего момента или схватывания. Если произошло схватывание, необходимо быстро сбросить нагрузку. В результате высокой силы трения между тест-кольцом и тест-блоком буровой раствор может нагреться до кипения.

Схватывание определяется как задираание, истирание (изнашивание) при контакте двух металлических поверхностей. Это показывает полное исчезновение смазывающей способности бурового раствора или другой жидкости при предельном давлении в условиях теста. Схватывание характеризуется резким ростом крутящего момента. Оно может сопровождаться существенным и резким увеличением тока, который затем падает до нормального. Такой тип схватывания обычно встречается при низких значениях крутящего момента или при тестировании высокоабразивных буровых растворов. Схватывание также сопровождается изменением частоты звука работы установки (скрежетом). После схватывания поверхность износа тест-блока становится очень большой, шероховатой и исцарапанной.

- Повторить работу по всем пунктам до получения прохода. Проход определяется одним из двух способов:

а) работа установки в течение 5 минут при постоянной нагрузке, показания крутящего момента при этом остаются в основном постоянными, а поверхность износа относительно небольшая и отполированная;

б) работа установки в течение 5 минут при постоянной нагрузке, показания крутящего момента при этом могут незначительно отклоняться, а поверхность износа может оставаться отполированной или приобретать шероховатый характер в зависимости от абразивности тестируемого раствора.

- Сбросить нагрузку, очистить тест-блок щёткой с применением ацетона и дистиллированной воды и осмотреть поверхность истирания. С помощью увеличительного стекла необходимо исследовать царапину на тест-кольце. Если царапина прямоугольная, то прибор правильно отцентрован. В противном случае необходимо прибор откалибровать (паспорт прибора).

- Записывается самая низкая нагрузка в дюйм-фунтах и средний крутящий момент, при котором произошло схватывание. Зафиксировать следующие результаты после завершения прохода, если 5-минутный тест не дал схватывания:

- нагрузка (показание измерителя крутящего момента);
- ширина царапины в дюймах;
- прочность плёнки в фунт/кв. дюйм;
- среднее значение тока (показания измерителя крутящего момента в фунтах деленное на 10) в амперах.

4. Расчёты

1. Прочность плёнки бурового раствора P (фунт/кв. дюйм):

$$P = T/1,5LW,$$

где T – показание измерителя крутящего момента, при котором образовался проход, фунты;

L – длина царапины в дюймах;

W – средняя ширина царапины в дюймах.

2. Коэффициент смазывающей способности K_{cc} :

$$K_{cc} = T_0\Phi/100,$$

где T_0 – показание измерителя крутящего момента (тест на смазывающую способность, фунты);

Φ – корректирующий фактор (отношение стандартного значения крутящего момента для дистиллированной воды к реальному показанию измерителя крутящего момента).

3. Коэффициент трения f : $f = (\text{показание измерителя прибора})/100$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ГЛИНЫ И УТЯЖЕЛИТЕЛЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Содержание утяжелителя в твёрдой фазе бурового раствора ($n_{\text{ут.т.ф.}}$) определяется по формуле:

$$n_{\text{сут.т.ф.}} = \frac{\rho_y (\rho_{\text{т.ф.}} - \rho_2)}{\rho_{\text{т.ф.}} (\rho_y - \rho_2)} \cdot 100, \quad (1)$$

где $\rho_y, \rho_{\text{т.ф.}}, \rho_2$ – соответственно плотность утяжелителя, твёрдой фазы и глины.

Процент утяжелителя в буровом растворе

$$C_y = \frac{n_{\text{ут.т.ф.}} \cdot C_{\text{тв}}}{100}, \quad (2)$$

где $C_{\text{тв}}$ – содержание твёрдой фазы в буровом растворе, % мас.

Содержание глины (Г или C_G)

$$G = C_{\text{тв}} - C_y. \quad (3)$$

Под термином «глина» понимается глинопорошок и выбуренная порода плотностью 2 600 кг/м³.

Для определения содержания в объёмных процентах необходимо производить перерасчёт путём умножения % мас. на плотность бурового раствора (в г/см³).

При расчётах необходимо помнить:

1. Сумма компонентов бурового раствора в массовых процентах равна 100.
2. Сумма компонентов раствора в % к объёму раствора равна плотности бурового раствора, умноженной на 100.
3. Для определения содержания количества и утяжелителя (химических реагентов) в кг на 1 м³ раствора массовые проценты умножаются на плотность раствора и на 10.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ (УТЯЖЕЛИТЕЛЯ, ГЛИНОПОРОШКА)

Плотность твёрдой фазы, высушенной до постоянной массы и растёртой до состояния порошка, определяется с помощью пикнометра или мерной колбы.

В пикнометр объёмом V (колба), предварительно взвешенный P , налить до метки керосин и взвесить (P_1).

Взвесить высушенный порошок твёрдой фазы P_2 .

Вылить керосин из пикнометра и всыпать в него взвешенный порошок. Залить порошок керосином до метки (небольшими порциями), периодически вращая колбу для удаления пузырьков воздуха. Проверить горлышко фильтровальной бумагой и взвесить колбу с порошком и керосином P_3 .

Плотность $\rho_{m.ф.}$ (г/см³) определяется по формуле

$$\rho_{m.ф.} = \frac{P_2(P_1 - P)}{(P_2 + P_1 - P_3) \cdot V}$$

Перед определением плотности пробу необходимо хорошо высушить, т. к. в противном случае плотность может быть намного занижена. Температура керосина при определении плотности должна быть постоянной.

Если при перенесении навески в пикнометр часть её рассыпается, то навеску берут повторно и определение переделывают.

Технологические рекомендации по управлению качеством бурового раствора в процессе углубления скважин

Таблица 6.1 – Рекомендации по управлению активными факторами буровых растворов

Свойства буровых растворов	Активные факторы в буровых растворах								
	Твёрдая фаза	HCO ₃	CO ₃	Соль	Цемент	Ангидрит	Температура	H ₂ S	CO ₂
Плотность	↑	–	–	↑	–	–	–	–	–
МВТ	↑	–	–	–	–	–	–	–	–
Температура	–	–	–	–	–	–	↑	–	–
Количество твёрдой фазы	↑	–	–	↑	–	–	–	–	–
pH	↓	↓	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓
Pm	↓	↓	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓
Pf	↓	↓	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓
Mf	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↓	↓	↓
Хлориды	–	–	–	↑	–	–	–	–	–
Кальций	–	↓	↓	↑	↑	↑	–	↓	↓
Технология обработки буровых растворов	Поднять pH, добавить разжижители, включить очистку, снизить водоотдачу	Обработать известью (можно совместно с каустиком), увеличить содержание кальция до 150-200 мг/л, ввести понизитель вязкости, воду (при обезвоживании)	Обработать гипсом (возможно вместе с известью), понизителями вязкости, водой (при обезвоживании).	Обработать понизителями вязкости, понизителями фильтрации, каустиком, перейти на солевой раствор. При росте плотности допустимо разбавление.	Обработка бикарбонатом натрия до содержания кальция до 150–200 мг/л, кислотой, разжижителем, водой (при обезвоживании).	При pH меньше 9,5 обработать кальцинированной содой, больше – бикарбонатом натрия, после химических дисперсантами (при необходимости).	Обработать высокотемпературным дефлокулянтom, ПАВ, водой (при необходимости), снизить МВТ.	Ввести поглотитель сероводорода, понизители фильтрации, воду (при обезвоживании), каустик (до pH более 10,5).	Обработать известью.

↑ – повышение; ↓ – понижение; ↑ – незначительное повышение; ↓ – незначительное понижение; – – без изменений

ГРУНТЫ**МЕТОДЫ ЛАБОРАТОРНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК****ГОСТ 5180-2015****5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ГРУНТА МЕТОДОМ
ВЫСУШИВАНИЯ ДО ПОСТОЯННОЙ МАССЫ**

5.1. Влажность грунта следует определять как отношение массы воды, удалённой из грунта высушиванием до постоянной массы, к массе высушенного грунта.

5.2. Подготовка к испытанию.

5.2.1. Пробу грунта для определения влажности отбирают массой 15–50 г, помещают в заранее высушенный, взвешенный и пронумерованный бюкс и плотно закрывают крышкой.

5.2.2. Пробы грунта для определения гигроскопической влажности грунта массой 10–20 г отбирают способом квартования из грунта в воздушно-сухом состоянии растёртого, просеянного сквозь сито с сеткой № 1 и выдержанного открытым не менее 2 ч при данной температуре и влажности воздуха.

5.3. Проведение испытания

5.3.1. Пробу грунта в закрытом бюксе взвешивают.

5.3.2. Бюкс открывают и вместе с крышкой помещают в нагретый сушильный шкаф. Грунт высушивают до постоянной массы при температуре (105 ± 2) °С. Загипсованные грунты высушивают при температуре (80 ± 2) °С.

5.3.3. Песчаные грунты высушивают в течение 3 ч, а остальные – в течение 5 ч. Последующие высушивания песчаных грунтов производят в течение 1 ч, а остальных – в течение 2 ч.

5.3.4. Загипсованные грунты высушивают в течение 8 ч. Последующие высушивания производят в течение 2 ч.

5.3.5. После каждого высушивания грунт в бюксе охлаждают до температуры помещения и взвешивают. Высушивание производят до получения разности масс грунта со стаканчиком при двух последующих взвешиваниях не более 0,02 г.

5.4. Обработка результатов

5.4.1. Влажность грунта W вычисляют по формуле:

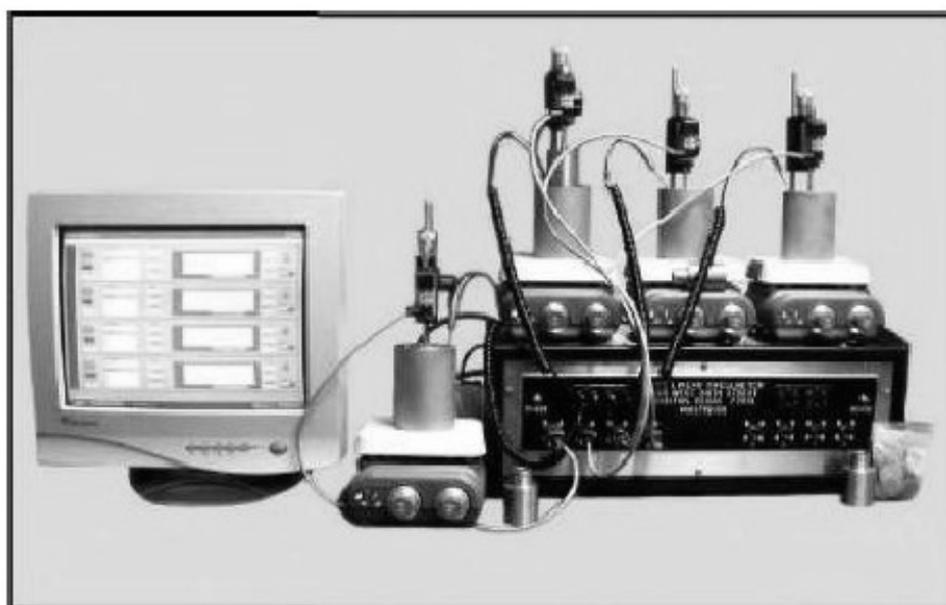
$$W = 100 \{(m_2 - m_0)/(m_0 - m)\},$$

где m_2 – масса влажного грунта и бюкса, г;

m_0 – масса высушенного грунта и бюкса, г;

m – масса бюкса, г.

**Тестор продольного набухания в динамическом режиме
с компактором № 150-80**



Тестор продольного набухания в динамическом режиме
с компактором № 150-80

Руководство по эксплуатации
с изменениями от 07.08.2007

Версия 1.1

OFI Testing equipment, Inc.

1006 West 34th Street Houston, Texas 77018 U.S.A

Тел: 713.880.9885 или 877.837.8683 Факс: 713.880.9886 <http://www.ofite.com>

© Все права защищены OFITE 2004

Содержание

Вступление

Безопасность

Детали

Сборка

Эксплуатация

Построение графика по полученным данным

Информация о пробеге

График 1

График 2

График 3

График 4

Компактор

Монтаж устройства

Приготовление брикетов

Демонтаж устройства

Чертежи

Сборка цилиндра

Сборка головки

Общий чертёж прибора

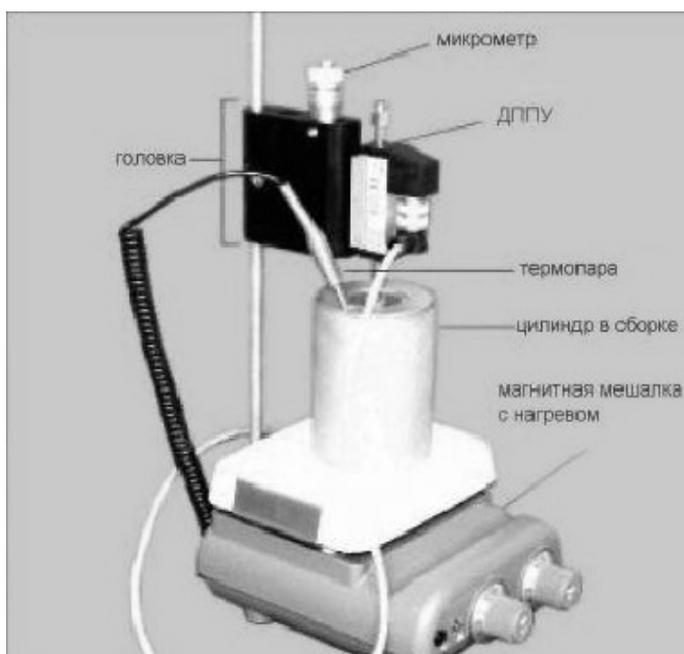
Пресс-форма брикета

Сборка

1. Соберите цилиндр в соответствии с приведенным ниже рисунком и чертежом № 150-80-СА



2. Соберите основные узлы устройства в соответствии с приведённым ниже рисунком и чертежом 150-80-МА. Подстройте высоту головки так, чтобы между нижней частью гайки на шпинделе и корпусом дифференциального датчика удлинения (ДДПУ), при отсутствии подложки для пробы, вставленной в цилиндр, образовался небольшой зазор (примерно 5 мм).





СОВЕТ

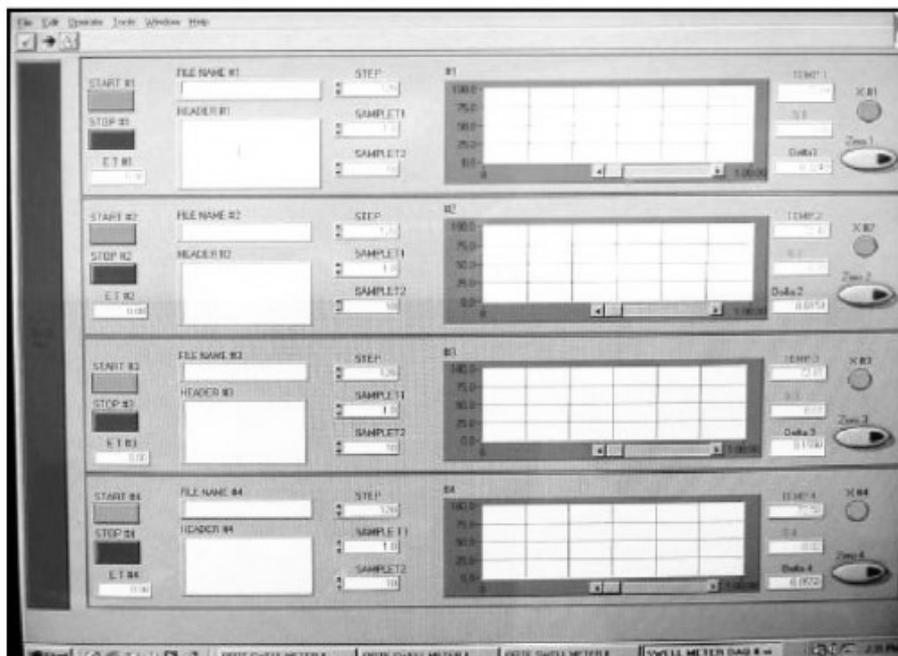


ВАЖНО

3. Подключите шнуры преобразователя сначала к самому ДДПУ, а затем в гнезда 1–4 Тестера.
4. Подключите магнитные мешалки в электрические гнезда, расположенные на задней поверхности прибора. Если вы хотите, чтобы прибор выглядел аккуратно, вы можете пропустить эти шнуры под его корпусом.
5. Убедитесь, что выключатели питания (POWER), находящиеся на задней поверхности Тестера, отключены (положение OFF). Включите прибор в электросеть, предварительно убедившись, что он заземлён.
6. Распакуйте компьютерную систему управления и подключите её к устройству через поставляющийся в комплекте шнур.

Эксплуатация

1. Включите Тестер. Выключатель для первых четырёх проб находится слева (если смотреть на переднюю панель прибора) на задней поверхности. Выключатель для проб 5–8 расположен справа (если смотреть на переднюю панель прибора) на задней поверхности.
2. Включите компьютер и запустите программу SWELLMETER II. После её запуска экран будет разделён на четыре части:



File Name: в данное поле вводится имя файла данных, сохраняемого для пробы.

Header: в это поле вы можете ввести информацию о флюиде.

Step: продолжительность предварительного анализа. По умолчанию – 120 минут.

Sample 1: частота сохранения данных во время предварительного анализа. По умолчанию – 1 сохранение в минуту.

Sample 2: частота сохранения данных после предварительного анализа. По умолчанию – 1 сохранение в 10 минут.

Кнопка X: увеличивает любой из четырёх графиков до полноэкранного размера. Единственная кнопка, которую можно нажимать после начала анализа.



Temp: температура флюида, измеренная термопарой, отображается на экране.

% screen: измерение набухаемости. Осевое расширение показано в процентах.

Delta: здесь отображается относительное измерение, используемое для обнуления показаний. Также измеряет начальную толщину образца.

Zero: обнуляет показания прибора, что отображается в поле Delta. Не нажимайте данную кнопку после начала анализа.

3. Введите имя файла для данных каждого канала. Вводите только буквы и числа, так как программа Excel не использует символы. После этого внесите информацию о флюиде в поле Header.



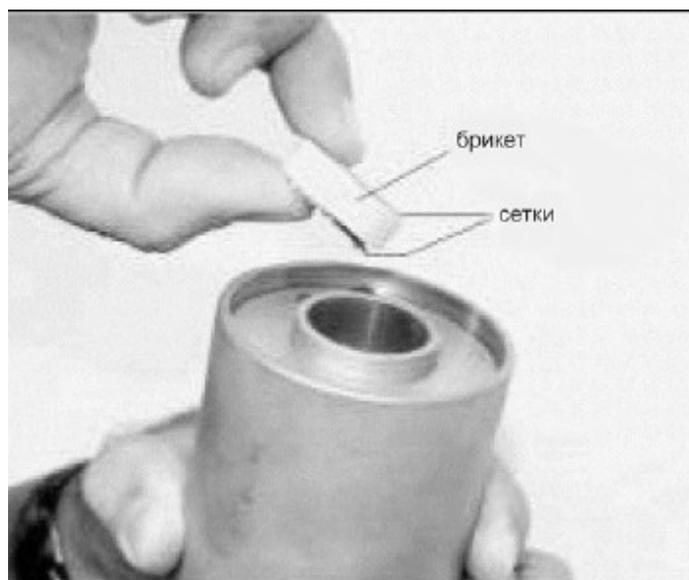
4. Поместите полностью собранный, пустой (без сланцевой воды) цилиндр (смотрите чертёж 150-80-CA) на магнитную мешалку так, чтобы шпиндель ДДПУ оказался на верхней поверхности штатива. Если вы применяете сетки для брикета, то аккуратно поместите сетки в штатив и поместите его на смеситель так, чтобы шпиндель ДДПУ встал на место.

5. Нажмите на кнопку Zero на экране монитора. Проверьте данные в поле Delta, необходимо, чтобы они были близки к нулю (0,0000). Нет необходимости, чтобы данным числом был именно ноль, так как это относительная начальная величина. Если она приближена к 0,0000, анализ будет правильным.

Внимание! Если число в поле Delta не близко к нулю, вам придётся настроить микрометр на блоке головки, чтобы данное число соответствовало этим требованиям. Но, как правило, этого не требуется.

6. Повторите операции, описанные в пунктах 3–5 для всех исследуемых вами проб.

7. Поместите спрессованный компактором брикет пробы в ячейку для брикета и поместите штатив сверху на пробу. Если вы используете сетки, то они должны быть помещены выше и ниже брикета внутри штатива.



8. Снимите цилиндр с магнитной мешалки и снимите штатив с цилиндра.
 9. Поставьте цилиндр обратно на магнитный смеситель, поместив шпindel ДДПУ сверху на штатив. Число в поле Delta в данный момент соответствует начальной толщине брикета.

10. Для начала анализа нажмите кнопку Start на контрольной панели монитора компьютера.



СОВЕТ

11. Сразу после этого подайте исследуемый флюид в цилиндр через отверстие в заглушке. Наиболее удобно выполнить эту операцию путём впрыска шприцом ёмкостью 60 мл три раза.

12. Поместите термопару в цилиндр через отверстие в заглушке.

13. Включите (левый переключатель) нагреваемую магнитную мешалку, если это необходимо. Для нагрева флюида поверните правый переключатель и следите за температурой в поле Temp на мониторе.

14. Монитор в режиме реального времени отображает температуру и расширение (в процентном выражении), пока проводится анализ каждой пробы.

Красная кривая: показания температуры.

Синяя кривая: процентное выражение расширения (разбухания).

15. Повторите операции, описанные в пунктах 7–14 для других проб.

16. После завершения анализа нажмите кнопки Stop 1, Stop 2 и т. д. или кнопку Quit all, расположенную в левой части дисплея. Данная кнопка одновременно прекращает все анализы. Монитор возвращается в главное меню.



ВАЖНО

17. Отключите питания прибора (переключатель на задней поверхности) и верните в исходное положение переключатели магнитного смесителя.



ВАЖНО

18. Разберите цилиндр и извлеките пробу из штатива, обратив внимание на состояние брикета в том, что касается его внешнего вида и консистенции.

19. Тщательно промойте и почистите все детали цилиндра.

Построение графика по полученным данным

С помощью шаблона FORM, можно построить график в соответствии с данными, полученными Тестером. Для использования шаблона выполните следующие операции:

1. Включите компьютер и откройте папку OFITE, находящуюся на рабочем столе. Здесь находятся данные, сохраненные после анализа.

Здесь будут отображены:

- название анализа;
- дата и время;
- минуты;
- температура;
- % – процент набухания;
- Н (in) – изменение от начальной плотности.

2. Откройте документ FORM.xls, где отображён график. Важно сохранить этот файл как новый, дав ему имя на ваш выбор. Категорически не рекомендуется менять файл FORM.xls, поэтому при сохранении ваших данных из этого шаблона используйте команду File Save As для предотвращения внесения изменений в оригинальный шаблон. Вы можете неоднократно использовать этот шаблон для построения графиков, основанных на других данных.



3. В папке OFITE вы найдёте данные по каждой исследованной Тестером пробе. Данные по каждой из проб находятся под названием, которое вы ввели в поле File Name программы обработки данных. Если вы по той или иной причине не задали имя файла, то по умолчанию файлы будут названы № 1, № 2, № 3 и т. д. Данные в данном файле будут связаны с любыми данными в этом файле. Вам будет необходимо найти нужные вам данные по дате и времени. Откройте файл с данными, по которым вы хотите построить график. Не пытайтесь открыть файл напрямую через Excel. Всегда открывайте данные файлы через папку OFITE



4. В файле с данными выделите и скопируйте столбец с расширением «проценты» (%), начав с ячейки, содержащей 0. Не копируйте заголовок столбца.

5. Вставьте содержимое столбца, который вы скопировали в соответствующий столбец файла FORM.xls. Обратите внимание на то, что данные, которые вы ввели, отображены на графике «Линейное расширение» (Linear expansion). Данный график расположен в верхнем правом углу нового файла. Самый простой способ просмотреть его – это выбрать Windows в строке меню, выделить и затем выбрать FORM.xls.

6. Вы можете использовать новый файл для графического отображения

столбцов с данными расширения (%) до четырёх проб, повторяя операцию копирования/вставки (copy/paste) для каждой из них.

7. Для распечатки графика нужно выбрать его, щёлкнув на него мышкой. Рамка с квадратиками по углам будет свидетельствовать о том, что шаблон выбран. Для выбора графика необходимо медленно передвинуть на него указатель мышки, пока не появится надпись Chart Area, после чего нужно нажать на левую кнопку мышки. График с шестью квадратами по периметру будет выделен. Кроме того, будет выделена надпись DATA, SERIES (последовательность данных) слева от графика. Размер DATA, SERIES может быть изменён при помощи кнопок, расположенных снизу от выделенной зоны.

8. После того, как график выбран, вы можете воспользоваться стандартной процедурой для распечатки. Масштаб оси x, расширение и т. д. можно изменять, щёлкнув на них мышкой, для более крупного или, наоборот, более детального отображения.

Информация о пробеге

Следующая информация была получена после проведения четырёх отдельных анализов, весьма часто встречающихся при нефтедобыче жидкостей:

- чистая вода;
- чистая вода + гликоль;
- чистая вода + ацетат калия;
- чистая вода + глюкоза + поверхностно-активное вещество.

Каждый анализ длился 18 часов.

Брикеты были приготовлены из бентонита, сланцевой глины и смеси бентонит/сланец/песок. Также использовалась глина, понижающая химическую активность, сопоставимая по составу с веществом, называемым Rev Dust. Брикеты были получены сжатием при давлении 6 000 пси (420 кг/см²) в течение 30 минут.

Результаты и интерпретация графиков с применением микро- и макро-временных факторов ясно объясняют следующие явления:

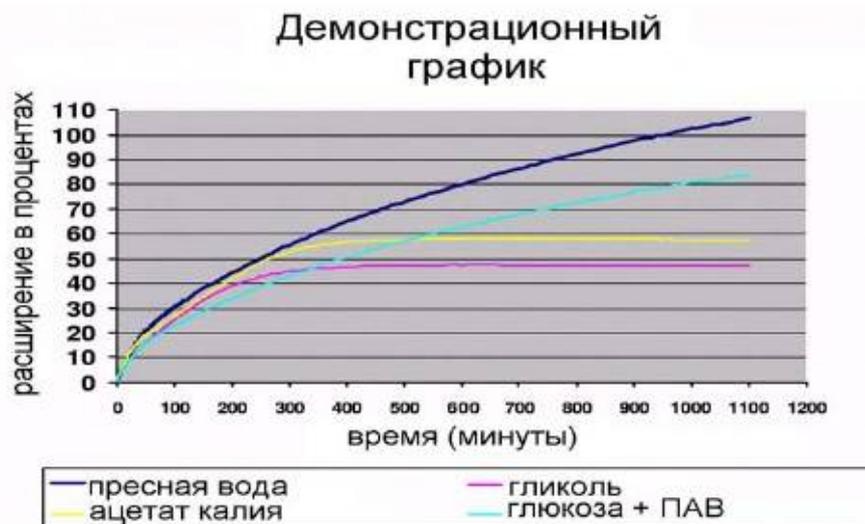
1. Химическую активность флюида и последствия для стабильности ствола скважины.
2. Дифференциальную скорость, необходимую для достижения поверхности минерального вещества.
3. Вероятное распределение добавок на поверхности минерального вещества с учётом его молекулярной формы и молекулярного веса.
4. Явление пространственной помехи (пространственное поведение).
5. Синергетическое явление.
6. Уменьшение концентрации с течением времени.

7. Минеральный состав и физические характеристики (пористость, проницаемость) материнской породы минерального вещества относительно процента набухаемости.

Выборочные данные

График 1

График 1 показывает взаимодействие между бентонитом и флюидами на протяжении всех 18,3 часов анализа. На нём очень хорошо видно расхождение четырёх флюидов



При использовании всех флюидов отмечается положительный наклон, что свидетельствует о непосредственном и постоянном взаимодействии между глиной и флюидом.

У графика с чистой водой самый высокий показатель набухания – более чем в 2 раза превосходящий его осевой размер.

График с использованием гликоля (красная кривая) на протяжении большей части времени показывал наивысший уровень стабилизации сланцев. Как видно на графике, стабилизация началась примерно на 275 минуте при максимальном расширении 46 %. В качестве стабилизатора сланцев гликоль проявил себя лучше всего. Величина расширения оставалась на линии нулевого наклона, свидетельствуя об очень сбалансированном взаимодействии, обеспечивающем идеальные условия для стабильности ствола скважины.

График с ацетатом калия (жёлтая кривая) стабилизировался примерно через 350 минут с расширением 58 %. Таким образом, этот флюид также обладает определённой сланцестабилизирующей способностью, хотя и не так хорош, как гликоль, содержащий флюид.

Графики с чистой водой и глюкозой с ПАВ убедительно показывают, что эти флюиды не способствуют стабильности сланцев.

График с глюкозой и ПАВ в начале анализа зарекомендовал себя как

вполне приемлемый ингибитор сланцев, однако через 330 минут его превзошёл показатель гликоля, а через 500 и ацетат калия. Несмотря на то, что его положительный наклон меньше, чем у воды, график свидетельствует о малой степени пригодности данного флюида в качестве эффективного стабилизатора сланцев.

График 2

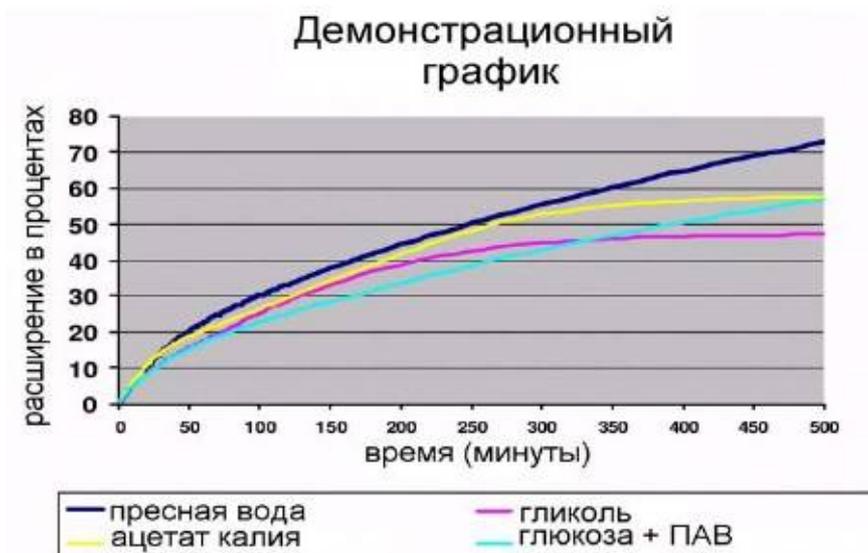


График № 2 показывает результаты, полученные через 8 часов анализа. Графики более детально показывают изменения, происходившие до и во время стабилизации флюидов гликоля и ацетата калия.

График 3

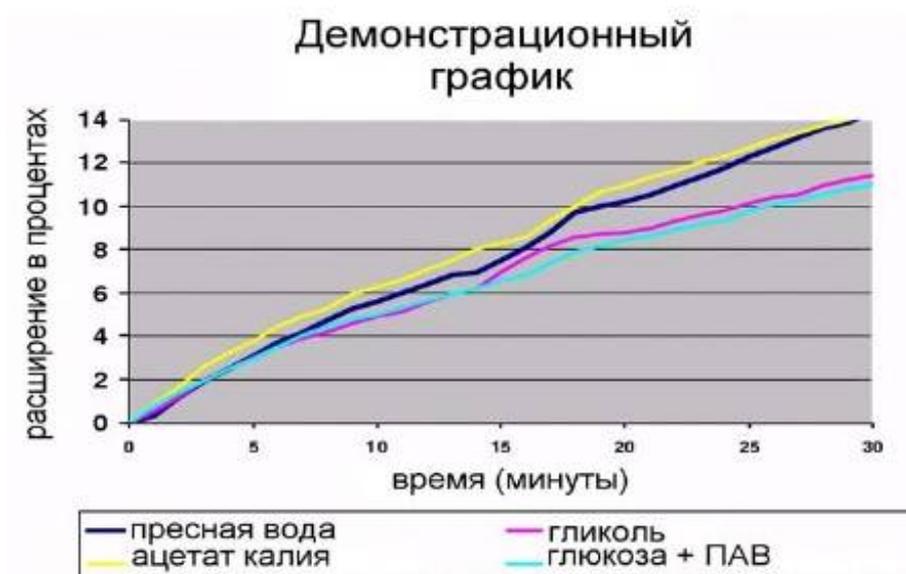


График № 3 представляет интересную информацию о влиянии различных флюидов на протяжении первых 30 минут анализа.

Графики влияния всех флюидов обладают положительным наклоном, что является подтверждением их немедленного взаимодействия с глиной.

Ацетат калия сначала вызывает высочайший уровень расширения

сланца, и это продолжается на протяжении примерно 28 минут, после чего ацетат калия стабилизирует сланец лучше, чем чистая вода. В период с 15 по 20 минуту ВСЕ флюиды вызывают повышенную гидратацию, что показывает неожиданное увеличение наклона все графиков.

Компактор

Монтажное устройство

Компактор сжимает пробу в брикет так, чтобы можно было измерить расширение.



Компактор одновременно может готовить два брикета. Учитывая тот факт, что устройство не потребляет электроэнергию, оно может быть помещено в любой точке лаборатории.

Блок камеры включает следующие детали:

Корпус камеры.

Поршень.

Приемник.

Распорная втулка, короткая, 14 мм.

Распорная втулка, удлиненная, 20 мм.



1. Поместите приёмник в широкую открытую часть корпуса камеры так, чтобы его цельный конец смотрел в камеру.



2. Переверните устройство и поместите вещество пробы в малое отверстие камеры компактора. Вещества пробы должно быть не менее 10 г и не более 20 г.

3. Вставьте тонкую распорную втулку, 14 мм, в корпус камеры так, чтобы она оказалась над пробой.

4. Вставьте поршень таким образом, чтобы его меньший конец упёрся в верхнюю часть прокладки, а больший удлинённый конец выступал примерно на 6–10 мм над поверхностью корпуса камеры. Теперь блок камеры полностью собран.

Приготовление брикетов

1. Через специальный разъём подключите к компактору гидравлический ручной насос.

2. Поместите собранную камеру (или камеры) на отдельные подставки, повернув их так, чтобы поршень был сверху.

3. Закройте плексигласовую дверцу.

4. Одновременно вы можете поместить под давление только одну камеру. Поверните один из переключателей на передней панели компактора в положение On.

5. Закройте вентиль на ручном насосе, до упора повернув его по часовой стрелке.

6. Для повышения давления в камере нажмите на ручку насоса. Основание и камера в компакторе начнут подниматься. Сверяясь с манометром на передней панели устройства, доведите давление до желаемого.

7. Когда необходимое давление достигнуто, переведите переключатель на передней панели прибора в положение OFF. Вы можете сохранять данное давление на протяжении любого времени. Как правило, для приготовления брикета применяют давление 6 000 пси (420 кг/см^2) в течение 30 минут, но данные условия могут меняться в зависимости от оператора и вещества пробы.

8. После того, как первая камера была помещена под необходимое давление, вы можете начать нагнетать давление и во второй камере. Для этого откройте вентиль спереди и повторите операции, описанные в пунктах 4–7. Давление во второй камере может отличаться от давления в первой камере.

Демонтаж устройства

1. Откройте вентиль на ручном насосе, повернув его до упора против часовой стрелки.

2. Переведите вентили на передней панели компактора в положение ON. Давление в камере упадёт.

3. Подставки и камеры в компакторе должны опуститься, а стрелки манометров должны оказаться в положении «0».

4. Извлеките сборку ячейки из компактора.
5. Верните вентили на передней панели компактора в положение OFF.
6. Извлеките приёмник из камеры и переверните его так, чтобы теперь открытый конец приёмника смотрел в камеру.
7. Извлеките поршень и прокладку из другого конца камеры.
8. Вставьте вместо тонкой 14 мм втулки втулку диаметром 20 мм. Поставьте на место поршень.
9. Поместите камеру обратно в компактор (поршень сверху).



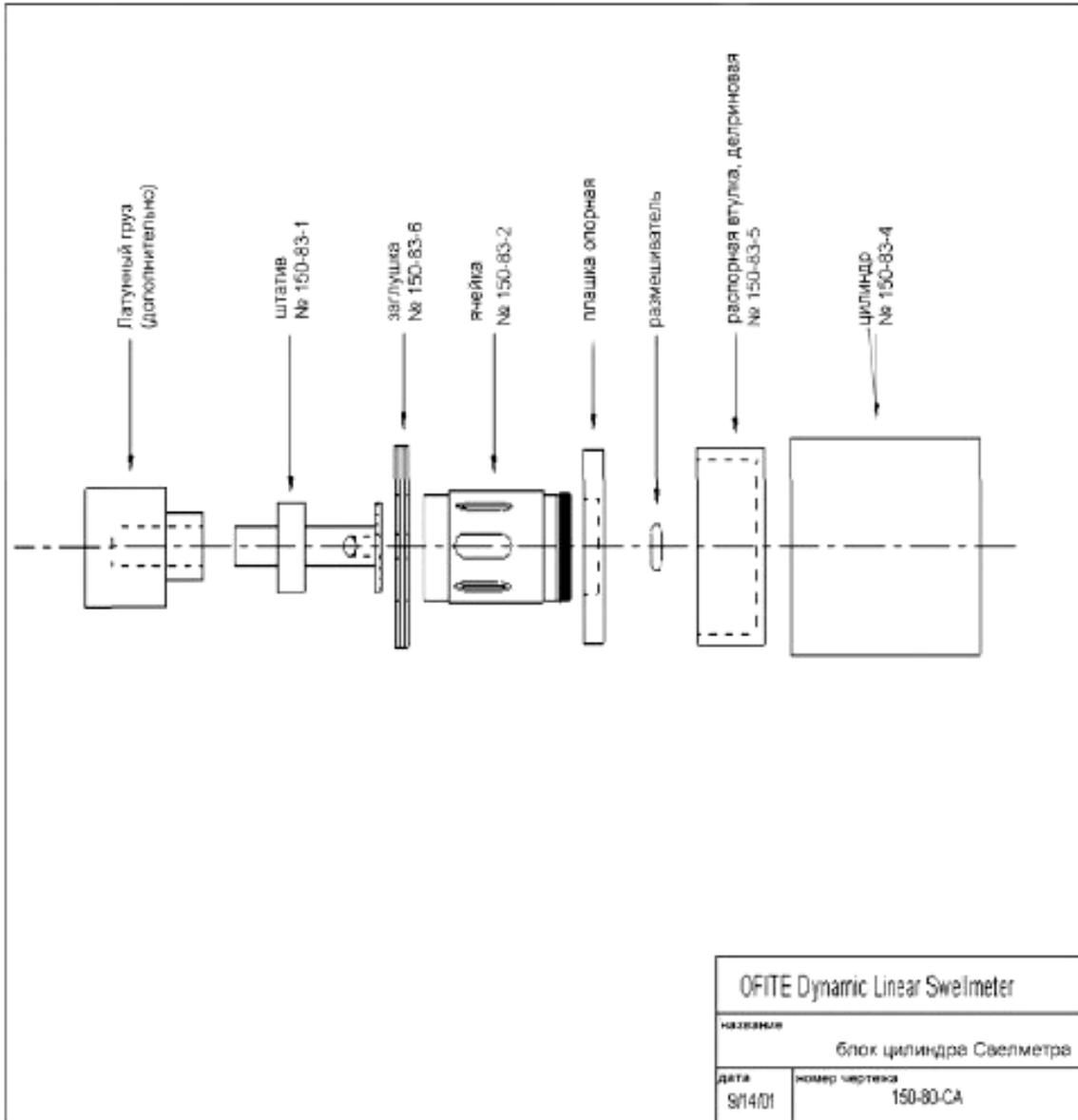
10. Подайте давление на камеру, повернув вентиль на передней панели компактора в положение ON и вентиль на насосе по часовой стрелке до упора. Повышайте давление при помощи ручного насоса и следите за показаниями манометра. Давление начнёт повышаться, но потом неожиданно упадёт до нуля. Это происходит потому, что брикет отделился от камеры и падает в приёмник. Теперь брикет готов.

Повторите эти операции с другими камерами для извлечения брикета.

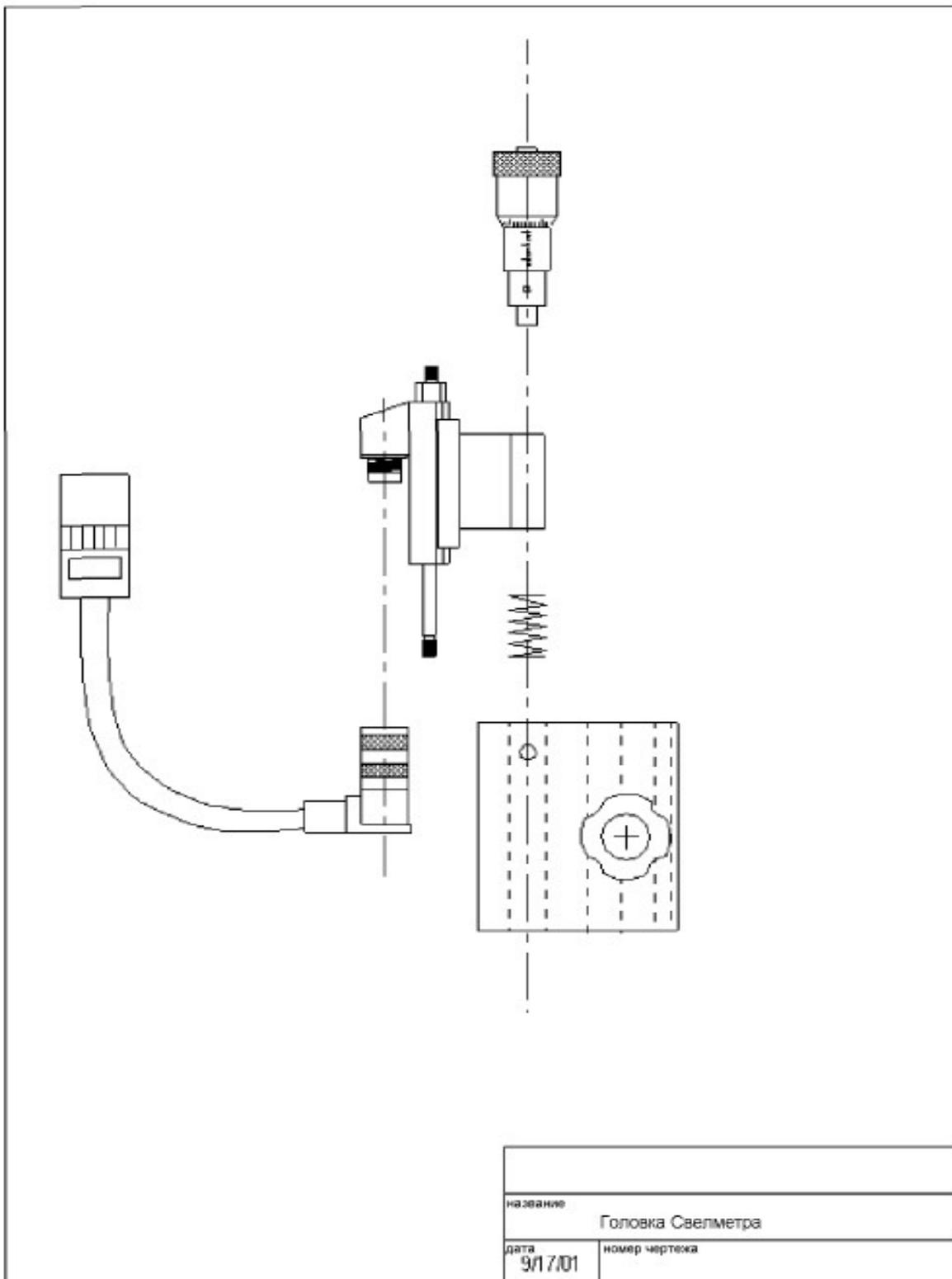
Внимание! Брикет необходимо сразу же поместить в сушильную печь, чтобы он не начал впитывать влагу из окружающей среды. Впитывание влаги брикетом приведёт к разбуханию и получению неверных результатов, особенно при проведении сравнительного анализа.

Чертежи

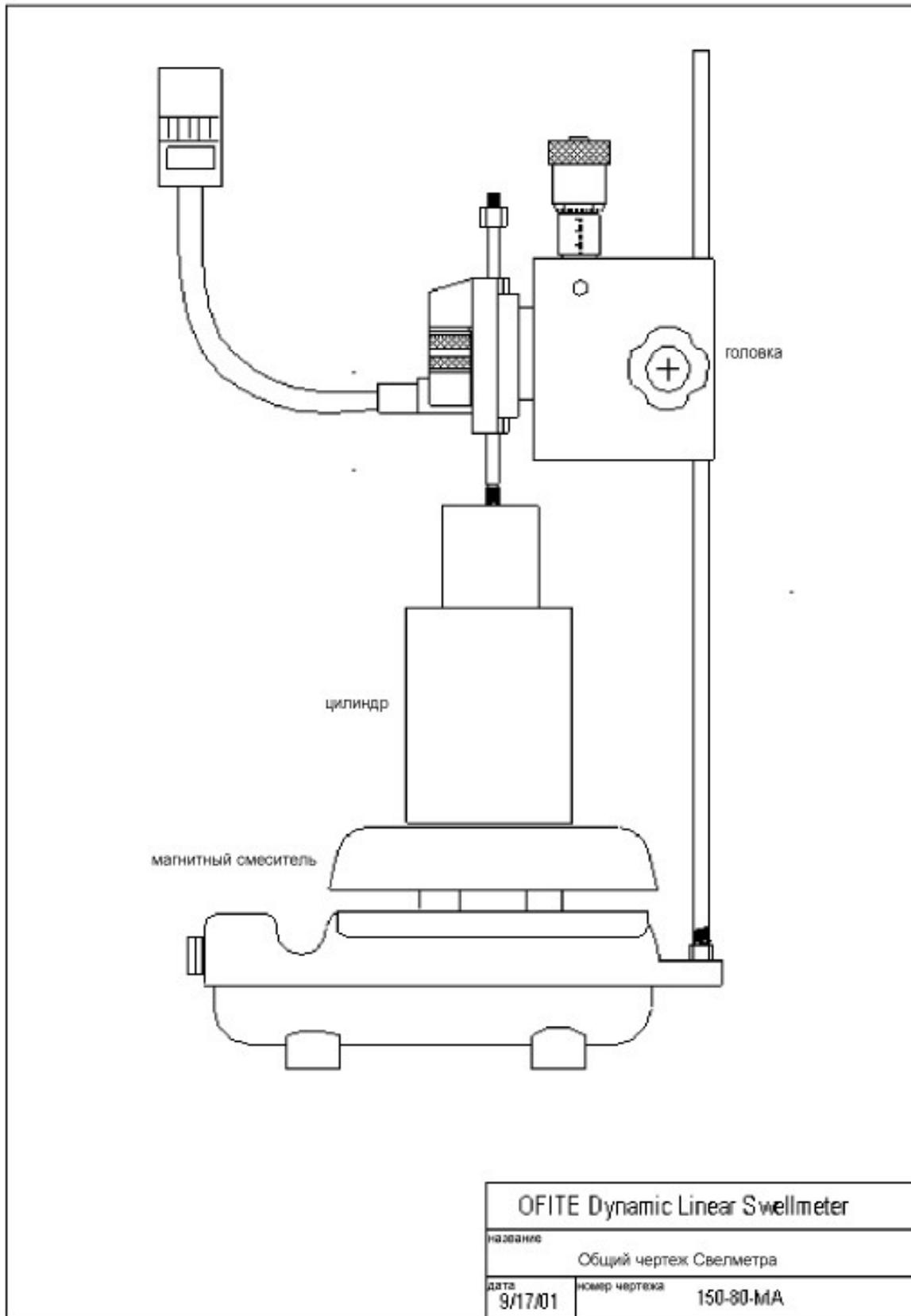
Сборка цилиндра



Сборка головки



Общий чертёж прибора



Учебное издание

Уляшева Надежда Михайловна
Михеев Михаил Александрович
Дуркин Василий Вячеславович

Технология буровых растворов

Учебно-методическое пособие

Редактор О. В. Мойсеня
Технический редактор Л. П. Коровкина

План 2018 г., позиция 003. Подписано в печать 28.12.2018 г.
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. печ. л. 6,5. Уч.-изд. л. 5,8. Тираж 120 экз. Заказ № 334.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Типография УГТУ.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.